



Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Química e Ingeniería Química
Escuela Académico Profesional de Ingeniería Química

**Tratamiento químico del petróleo crudo que se
transporta a través del Oleoducto Norperuano**

MONOGRAFÍA

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Químico

AUTOR

Pablo Arnaldo LOAYZA QUIÑONES

ASESOR

Manuel Jesús LUNA HERNÁNDEZ

Lima, Perú

2016



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Loayza, P. (2016). *Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano*. [Monografía de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Química e Ingeniería Química, Escuela Académico Profesional de Ingeniería Química]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA
Central: 6197000 anexo 1208

ACTA DE TÍTULO POR TRABAJO MONOGRÁFICO

Los suscritos Miembros del Jurado, nombrado por el Sr. Director de la Escuela Académico Profesional de Ingeniería Química, bajo la Presidencia del **Ing. JORGE EDUARDO LOAYZA PÉREZ** (Presidente), el **Ing. GILBERTO VICENTE SALAS COLOTTA** (Miembro) y el **Ing. MANUEL JESÚS LUNA HERNANDEZ** (Asesor), después de escuchar la sustentación del **TRABAJO MONOGRÁFICO**, titulado: **"TRATAMIENTO QUÍMICO DEL PETRÓLEO CRUDO QUE SE TRANSPORTA A TRAVÉS DEL OLEODUCTO NORPERUANO"**, rendido por el Bachiller en Ingeniería Química **PABLO ARNALDO LOAYZA QUIÑONES**; para optar el **TÍTULO PROFESIONAL** de **INGENIERO QUÍMICO**. Acordaron calificarle con la **NOTA** de:

Dieciocho
(LETRAS)


(18)
(NUMEROS)

Ciudad Universitaria, 25 de julio de 2016.


Ing. JORGE EDUARDO LOAYZA PÉREZ
PRESIDENTE


Ing. GILBERTO V. SALAS COLOTTA
MIEMBRO


Ing. MANUEL JESÚS LUNA HERNANDEZ
ASESOR


Mg. JULIO JAVIER ARMIGO CARRANZA
Director de la Escuela Académico Profesional
de Ingeniería Química



DEDICATORIA

A mis amados padres Florencia y Mario por ser ejemplo de esfuerzo y dedicación, por su apoyo constante y preocupación permanente en mi formación y superación personal.

A Mónica por ser compañera, por su comprensión y amor incondicional. A mis hijas Dana y Andrea, por ser motivo de inspiración para seguir adelante y alcanzar todo lo que me he propuesto.

A mis profesores, por compartir sus conocimientos y experiencias, que contribuyeron en mi formación profesional.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Decana de América, por haberme brindado la oportunidad de ser parte de la gran familia sanmarquina y convertirme en un profesional.

Al Ing. José Gastelo Marín e Ing. Jesús Fano Flores, coordinadores de operaciones de la división Oil, Gas & Chemicals de SGS del Perú, por brindarme su amistad y las facilidades para realizar el presente Trabajo Monográfico.

Al Ing. Arturo Fernández Alberca, Coordinador de Movimiento de Petróleo de Petroperú. Ing. Jorge Flores Nieto y Lic. Javier Vásquez de Velasco Saravia, Supervisores del Terminal Bayovar; por intercambiar ideas, por sus consejos y permitirme el ingreso a las instalaciones del Oleoducto para realizar las operaciones de campo.

A los Ingenieros Luis Hare Ramírez, Fernando Zevallos y Paul Mariñas Tapia, miembros de la Gerencia Comercial de Pluspetrol Norte, por depositar su confianza en mí y permitirme aportar en la supervisión de los crudos Loreto y Mayna en el Terminal Bayovar.

A mi asesor, Ing. Manuel Luna Hernández, por dedicar su tiempo y por su valiosa orientación, por su colaboración en la elaboración y culminación del presente trabajo.

A todos mis compañeros de trabajo y amigos que contribuyeron conmigo para alcanzar tan preciada meta.

INDICE

| | |
|--|----|
| RESUMEN | 1 |
| 1. INTRODUCCIÓN | 2 |
| 2. PRINCIPIOS TEÓRICOS | 3 |
| 2.1 EL PETRÓLEO CRUDO | 3 |
| 2.1.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO CRUDO | 4 |
| 2.1.2 ESTRUCTURA QUÍMICA DEL CRUDO | 7 |
| 2.1.3 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL CRUDO | 8 |
| 2.1.4 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO | 9 |
| 2.1.5 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO | 10 |
| 2.1.6 DERIVADOS DEL PETRÓLEO CRUDO | 14 |
| 2.1.7 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL PETRÓLEO CRUDO | 16 |
| 2.1.7.1 Gravedad API | 16 |
| 2.1.7.2 Agua y Sedimentos | 17 |
| 2.1.7.3 Contenido de sal | 17 |
| 2.1.7.4 Porcentaje de azufre | 18 |
| 2.2 EL PETRÓLEO CRUDO EN LA CUENCA DEL MARAÑON | 19 |
| 2.2.1 LOTES DE PRODUCCIÓN EN LA SELVA NORTE DEL PERÚ | 20 |
| 2.2.1.1 Lote 1AB | 20 |
| 2.2.1.2 Lote 8 | 22 |
| 2.2.1.3 Lote 67 | 23 |
| 2.2.2 EL OLEODUCTO NORPERUANO | 26 |
| 2.2.2.1 Tramo I | 27 |
| 2.2.2.2 Tramo II | 28 |
| 2.2.2.3 Ramal Norte | 28 |
| 2.2.2.4 Componentes del Oleoducto | 29 |
| 2.2.2.5 Estaciones de bombeo | 30 |
| 2.2.2.6 Terminal Bayovar | 32 |
| 2.2.3 CRUDOS QUE SE TRANSPORTAN A TRAVÉS DEL OLEODUCTO | 33 |
| 2.2.3.1 Crudo Loreto | 33 |

| | |
|---|----|
| 2.2.3.2 Crudo Mayna..... | 33 |
| 2.2.3.3 Crudo Piraña..... | 33 |
| 2.3 TRATAMIENTOS AL PETRÓLEO CRUDO..... | 33 |
| 2.3.1 ESTABILIZACIÓN..... | 33 |
| 2.3.2 ELIMINACIÓN DE SÓLIDOS..... | 34 |
| 2.3.3 DESALACION..... | 34 |
| 2.3.4 DESHIDRATACION..... | 34 |
| 2.3.5 DESEMULSIÓN..... | 35 |
| 2.3.5.1 Sedimentación Natural..... | 35 |
| 2.3.5.2 Método mecánico..... | 36 |
| 2.3.5.3 Método térmico..... | 36 |
| 2.3.5.4 Método eléctrico..... | 37 |
| 2.3.5.5 Método químico..... | 37 |
| 2.4 TRATAMIENTO QUIMICO DEL PETROLEO CRUDO..... | 38 |
| 2.4.1 EMULSIONES..... | 38 |
| 2.4.1.1 Agentes emulsionantes..... | 39 |
| 2.4.1.2 Clasificación de las emulsiones..... | 41 |
| 2.4.1.3 Factores que afectan la formación de emulsiones..... | 43 |
| 2.4.1.4 Propiedades en la estabilidad y ruptura de la emulsión..... | 43 |
| 2.4.1.5 Mecanismo de ruptura de emulsión agua en petróleo..... | 47 |
| 2.4.1.6 Tratamiento de emulsiones..... | 51 |
| 2.4.2 DEMULSIFICANTES..... | 53 |
| 2.4.2.1 Evolución y tipos de demulsificantes..... | 54 |
| 2.4.2.2 Acción de la química demulsificante..... | 55 |
| 2.4.3 PRUEBA DE BOTELLA..... | 57 |
| 2.4.4 CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE DEMULSIFICANTES..... | 58 |
| 2.4.5 VENTAJAS DEL TRATAMIENTO QUIMICO..... | 58 |
| 2.5 EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO..... | 59 |
| 2.5.1 SEPARADORES GAS-LIQUIDO..... | 60 |
| 2.5.2 SEPARADORES GRAVITACIONALES..... | 62 |
| 2.5.3 COALESCEDORES ELECTROESTÁTICOS..... | 63 |
| 2.5.4 TRATADORES - CALENTADORES..... | 65 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 2.5.5 | TANQUES DE LAVADO | 69 |
| 2.6 | FISCALIZACIÓN DE TANQUES | 72 |
| 2.6.1 | TERMINOLOGÍA BÁSICA | 73 |
| 2.6.2 | NIVEL DEL PETRÓLEO | 75 |
| 2.6.3 | NIVEL DE AGUA LIBRE | 76 |
| 2.6.4 | TEMPERATURA DEL PETRÓLEO | 78 |
| 2.6.5 | MUESTREO MANUAL | 84 |
| 2.6.6 | CÁLCULO DE CANTIDADES | 88 |
| 2.6.6.1 | Clasificación de los volúmenes | 89 |
| 2.6.6.2 | Principales Factores de Corrección | 89 |
| 2.6.6.3 | Procedimiento de Cálculo | 90 |
| 2.6.7 | CONSIDERACIONES PARA LA FISCALIZACIÓN DE TANQUES | 92 |
| 3. | PARTE EXPERIMENTAL | 94 |
| 3.1 | REACTIVOS Y EQUIPOS | 94 |
| 3.2 | FISCALIZACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO | 95 |
| 3.2.1 | NIVEL DEL PETRÓLEO | 97 |
| 3.2.2 | NIVEL DE AGUA LIBRE | 99 |
| 3.2.3 | TEMPERATURA DEL PETRÓLEO | 101 |
| 3.2.4 | MUESTREO MANUAL | 101 |
| 3.2.5 | CÁLCULO DE CANTIDADES | 103 |
| 3.2.6 | MUESTRA COMPÓSITO | 105 |
| 3.3 | CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO | 106 |
| 3.3.1 | GRAVEDAD API POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO | 107 |
| 3.3.2 | AGUA Y SEDIMENTOS POR EL MÉTODO DE LA CENTRÍFUGA | 109 |
| 3.3.3 | SAL POR EL MÉTODO ELECTROMÉTRICO | 111 |
| 3.3.4 | AZUFRE POR EL MÉTODO DE RAYOS X | 112 |
| 3.4 | TRATAMIENTO QUÍMICO EN LABORATORIO | 113 |
| 3.5 | TRATAMIENTO QUÍMICO EN PATIO DE TANQUES | 114 |
| 3.5.1 | RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DEL OLEODUCTO | 115 |
| 3.5.2 | APLICACIÓN DE DEMULSIFICANTE AL PETRÓLEO CRUDO | 116 |
| 3.5.3 | REPOSO Y DRENADO | 117 |
| 4. | SALUD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE | 119 |

| | |
|---|-----|
| 4.1 SALUD Y SEGURIDAD..... | 119 |
| 4.1.1 NORMAS DE SEGURIDAD EN PATIO DE TANQUES..... | 119 |
| 4.1.2 TORMENTAS ELÉCTRICAS E INVENTARIADO EN TANQUES..... | 121 |
| 4.1.3 SISTEMAS DE MURO DE CONTENCIÓN..... | 123 |
| 4.1.4 SISTEMAS DE VENTILACIÓN..... | 124 |
| 4.1.5 PREVENCIÓN DE DERRAMES..... | 124 |
| 4.1.6 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO Y SISTEMA CONTRA INCENDIO..... | 124 |
| 4.2 MEDIO AMBIENTE..... | 125 |
| 4.2.1 TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN..... | 125 |
| 4.2.2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE RESIDUOS DE PETRÓLEO..... | 127 |
| 4.2.3 CRITERIOS RELACIONADOS A LA PROTECCIÓN DEL AMBIENTE..... | 128 |
| 5. CONCLUSIONES..... | 129 |
| 6. RECOMENDACIONES..... | 131 |
| 7. BIBLIOGRAFIA..... | 134 |
| 8. ANEXOS..... | 137 |
| ANEXO 1 - DATOS EXPERIMENTALES..... | 137 |
| ANEXO 2 - CALCULOS..... | 139 |
| ANEXO 3 - RESULTADOS..... | 145 |
| ANEXO 4 - ESQUEMAS Y DIAGRAMAS DEL TERMINAL BAYOVAR..... | 148 |
| ANEXO 5 - IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS POSIBLES PUNTOS DE APLICACIÓN DEL DEMULSIFICANTE EN EL PATIO DE TANQUES DEL TERMINAL BAYOVAR, PETROPERÚ..... | 149 |
| ANEXO 6 - TRATAMIENTO QUIMICO DEL PETROLEO CRUDO EN CAMPO..... | 150 |
| ANEXO 7 - DISEÑO DE EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES..... | 153 |
| ANEXO 8 - COSTO DEL TRATAMIENTO QUIMICO..... | 158 |
| ANEXO 9 - ANALISIS DE LABORATORIO ASTM..... | 160 |

FIGURAS

| | |
|--|----|
| Fig. N° 1: Modelo del kerógeno propuesto por Durand y Vandenbroucke..... | 5 |
| Fig. N° 2: Teoría orgánica del origen del petróleo..... | 6 |
| Fig. N° 3: Átomo de Carbono..... | 7 |
| Fig. N° 4: Clasificación de los Hidrocarburos..... | 10 |

| | |
|---|----|
| Fig. N° 5: Isómeros..... | 11 |
| Fig. N° 6: Etino o Acetileno..... | 12 |
| Fig. N° 7: Cicloalcanos..... | 13 |
| Fig. N° 8: Hidrocarburos aromáticos..... | 13 |
| Fig. N° 9: Mapa de procesos de refinación del crudo..... | 15 |
| Fig. N° 10: Derivados de un típico barril de crudo, años 1920 y 2010..... | 15 |
| Fig. N° 11: Evolución de calidad del crudo producido en el Lote 1AB, Perú..... | 16 |
| Fig. N° 12: Cuenca del Marañón, Perú..... | 19 |
| Fig. N° 13: Lote 1AB..... | 21 |
| Fig. N° 14: Lote 8..... | 22 |
| Fig. N° 15: Lote 1AB y Lote 8..... | 23 |
| Fig. N° 16: Campo de exploración del Lote 67..... | 24 |
| Fig. N° 17: 1era. Fase Transporte de producción del lote 67 a la Estación 1..... | 25 |
| Fig. N° 18: 2da. Fase Transporte de producción del lote 67 a la Estación Andoas..... | 25 |
| Fig. N° 19: Oleoducto Norperuano – ONP..... | 27 |
| Fig. N° 20: Estaciones del Oleoducto Norperuano..... | 31 |
| Fig. N° 21: Terminal Bayovar..... | 32 |
| Fig. N° 22: Muestra de crudo pesado con alto porcentaje de agua y sedimentos..... | 35 |
| Fig. N° 23: Microfotografía de emulsión petróleo en agua O/W..... | 39 |
| Fig. N° 24: Estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes..... | 41 |
| Fig. N° 25: Tipos de emulsiones de acuerdo a su naturaleza..... | 42 |
| Fig. N° 26: factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O..... | 46 |
| Fig. N° 27: Esquema de las fuerzas de corte y dilatacional relacionadas con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite..... | 46 |
| Fig. N° 28: Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API..... | 48 |
| Fig. N° 29: (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada..... | 49 |
| Fig. N° 30: (a) Esquema de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y | |

| | |
|--|-----|
| las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada..... | 50 |
| Fig. N° 31: Esquema básico del tratamiento de emulsiones..... | 52 |
| Fig. N° 32: Acción de la química deshidratante..... | 56 |
| Fig. N° 33: Separador Bifásico Vertical..... | 61 |
| Fig. N° 34: Separador Bifásico Horizontal..... | 61 |
| Fig. N° 35: Vertical Free Water Knockout, FWKO..... | 62 |
| Fig. N° 36: Deshidratador electrostático..... | 65 |
| Fig. N° 37: Tratador Vertical..... | 68 |
| Fig. N° 38: Tratador Horizontal..... | 69 |
| Fig. N° 39: Tanque de lavado Gunbarrel con bota de gas interna..... | 71 |
| Fig. N° 40: Diagrama de medición en tanques de almacenamiento..... | 73 |
| Fig. N° 41: Cintas de Sonda y Ullage..... | 76 |
| Fig. N° 42: Pasta indicadora cambia de color al contacto con el agua..... | 77 |
| Fig. N° 43: Detector electrónico o UTI (Ullage, Temperature, Interface)..... | 78 |
| Fig. N° 44: Termómetro de Copa..... | 82 |
| Fig. N° 45: Termómetro Electrónico Portátil (PET)..... | 83 |
| Fig. N° 46: Muestreadores típicos de hidrocarburos..... | 87 |
| Fig. N° 47: Procedimiento de Cálculo..... | 90 |
| Fig. N° 48: Tanques con fondos cónicos..... | 93 |
| Fig. N° 49: Tanques con techo flotante..... | 93 |
| Fig. N° 50: Esquema del procedimiento de fiscalización de tanques..... | 95 |
| Fig. N° 51: Medición de nivel..... | 98 |
| Fig. N° 52: Medición de Agua Libre..... | 100 |
| Fig. N° 53: Niveles de muestreo de tanques..... | 102 |
| Fig. N° 54: Diagrama de flujo para cálculos en la Fiscalización de tanques..... | 104 |
| Fig. N° 55: Esquema del Procedimiento de caracterización del crudo..... | 107 |
| Fig. N° 56: Lectura de la escala del Hidrómetro para líquidos opacos..... | 108 |
| Fig. N° 57: Lectura de la escala del tubo centrífugo o pera graduada..... | 110 |
| Fig. N° 58: Electrodo para determinar la sal en crudo..... | 111 |
| Fig. N° 59: Equipo para determinar el Azufre en crudo según ASTM D4294-10..... | 112 |
| Fig. N° 60: Procedimiento para la realización de la prueba de botella..... | 113 |

| | |
|---|-----|
| Fig. N° 61: Emulsiones antes y después de tratamiento con demulsificantes..... | 114 |
| Fig. N° 62: Esquema del Tratamiento Químico en Patio de Tanques..... | 114 |
| Fig. N° 63: Trampa Scraper con raspatubos en Terminal Bayovar..... | 115 |
| Fig. N° 64: Crudo Loreto antes y después de tratamiento químico con DMO46X Baker Hughes. Línea de drenaje del Tanque 11D-18, Terminal Bayovar, Petroperú..... | 118 |

CUADROS GRAFICOS

| | |
|---|-----|
| Cuadro N° 1: Análisis Elemental del Petróleo Crudo..... | 3 |
| Cuadro N° 2: Típicas Fracciones de Petróleo Crudo..... | 7 |
| Cuadro N° 3: Impurezas del Petróleo Crudo..... | 8 |
| Cuadro N° 4: Clasificación del Petróleo Crudo en función del °API..... | 9 |
| Cuadro N° 5: Alcanos..... | 11 |
| Cuadro N° 6: Alquenos..... | 12 |
| Cuadro N° 7: Clasificación del Petróleo Crudo por el porcentaje de Azufre..... | 19 |
| Cuadro N° 8: Contratos vigentes en la cuenca del Marañón – Junio 2014..... | 20 |
| Cuadro N° 9: Características generales de los demulsificantes..... | 54 |
| Cuadro N° 10: Historia del uso de deshidratantes..... | 54 |
| Cuadro N° 11: Efecto de un Error de 1° en la Medición de Temperatura Sobre el Volumen Estándar equivalente en altura..... | 79 |
| Cuadro N° 12: Requerimientos de exactitud para los termómetros de mercurio..... | 81 |
| Cuadro N° 13: Tiempos de inmersión recomendados, según norma API 7.1..... | 81 |
| Cuadro N° 14: Tiempos de inmersión recomendados, según norma API 7.3..... | 83 |
| Cuadro N° 15: Datos de Entrada y Datos Calculados..... | 88 |
| Cuadro N° 16: Niveles de precisión de los datos..... | 88 |
| Cuadro N° 17: Tablas de VCF..... | 89 |
| Cuadro N° 18: Normas ASTM y API que se aplican a la fiscalización de tanques..... | 96 |
| Cuadro N° 19: Tiempos de inmersión para detectar agua en Hidrocarburos..... | 99 |
| Cuadro N° 20: Cuadro típico para determinar el volumen del compuesto..... | 105 |
| Cuadro N° 21: Normas ASTM y API que se aplican a la caracterización del crudo..... | 106 |
| Cuadro N° 22: Reporte de Resultados de Agua y Sedimentos..... | 110 |
| Cuadro N° 23: Propiedades físicas del demulsificante DMO46X..... | 116 |

RESUMEN

Este trabajo monográfico presenta el tratamiento químico mediante sustancias demulsificantes que se aplicaron al petróleo crudo en los tanques de almacenamiento de la Estación 11 del Oleoducto Norperuano conocido como Terminal Bayovar en el departamento de Piura.

Primero se muestra la producción, transporte y almacenamiento del petróleo crudo que se extrae de la selva norte del Perú. También se realizaron ensayos de caracterización de acuerdo a las normas ASTM y API, para determinar la gravedad API, el porcentaje de agua y sedimentos, la cantidad de sal, y el porcentaje de azufre. Asimismo, se analizó la capacidad de las sustancias químicas demulsificantes para remover el agua del crudo, en función de los parámetros dosificación, tiempo y temperatura.

El petróleo crudo fuera de especificación presenta un elevado porcentaje de agua y sedimentos, y, en consecuencia, una gran cantidad de sal; todo ello afecta la calidad del crudo y por ende su valor comercial, además dificultan su transporte y procesamiento. Es por ello que se hace necesario efectuar un tratamiento que permita al petróleo crudo alcanzar las especificaciones técnicas y comerciales dentro de los plazos contractuales.

La legislación ambiental vigente y la responsabilidad social con las comunidades nativas, exigen que las operaciones de producción generen la mínima cantidad de emisiones, efluentes y residuos. La calidad y la cantidad del petróleo crudo que se produce, viene disminuyendo paulatinamente en los pozos con más de 30 años en operación. Asimismo, los métodos de recuperación secundaria que ponen en práctica las empresas operadoras de los lotes con la finalidad de incrementar la productividad y la rentabilidad de los pozos de producción; con lo cual el agua de producción y otros efluentes ya no se vierten a los ríos sino se recirculan y se inyectan a los pozos de producción, incrementan el porcentaje de agua, sedimentos y sal presentes en el petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano.

1. INTRODUCCION

La producción, el transporte y el almacenamiento del petróleo crudo están acompañados por un determinado porcentaje de agua, el cual es indeseable y genera una serie de problemas técnicos y económicos. El agua puede estar en forma libre o emulsionada con el petróleo crudo. El porcentaje de agua y sedimentos (%BSW) es un parámetro de suma importancia para determinar la calidad y el valor económico del petróleo crudo en el mercado internacional, en tal sentido se hace necesario realizar un tratamiento previo a su comercialización. El tratamiento del petróleo crudo mediante la adición de químicos demulsificantes es una de las diferentes opciones que se tienen para resolver el problema de las emulsiones, diseñar un tratamiento adecuado es una herramienta necesaria para obtener el crudo con bajo contenido de agua y sedimentos, y dentro de las especificaciones para su almacenamiento, transporte y procesamiento.

Un alto porcentaje de agua contenida en el petróleo crudo, ocasiona grandes pérdidas económicas para las empresas, ya que se tiene que esperar por largos periodos de tiempo de reposo para la decantación del agua por gravedad y poder alcanzar la concentración mínima de agua que se exige para su comercialización y refinación.

El objetivo principal es realizar un tratamiento químico adecuado al petróleo crudo que se transporta a través del oleoducto norperuano, para lo cual debemos:

- Caracterizar el crudo de la amazonia peruana, de acuerdo a las normas API y ASTM.
- Realizar pruebas experimentales para determinar la dosificación adecuada de las sustancias químicas demulsificantes y el tiempo mínimo de tratamiento.
- Diseñar un método eficiente para recuperar el petróleo crudo fuera de especificación que se produce en la selva norte y se almacena en el Terminal Bayovar, para colocarlo dentro de las especificaciones comerciales internacionales.

Con este trabajo, se cuenta con información que ayudará a profundizar los estudios sobre la calidad del petróleo crudo de la Amazonía peruana.

2. PRINCIPIOS TEORICOS

2.1 EL PETRÓLEO CRUDO

El petróleo, etimológicamente del griego πετρέλαιον o del latín petrae oleum que significa "aceite de roca", es una mezcla natural, homogénea y extremadamente compleja de compuestos químicos denominados hidrocarburos.

Los hidrocarburos consisten en diferentes combinaciones de Carbono (C) e Hidrogeno (H), junto con pequeñas cantidades de Oxígeno (O), Nitrógeno (N), Azufre (S) y trazas de metales.

Cuadro N° 1: Análisis Elemental del Petróleo Crudo

| Elemento | % en Peso |
|-----------|-------------|
| Carbono | 84,0 - 87,0 |
| Hidrógeno | 11,0 - 14,0 |
| Azufre | 0,06 - 2,00 |
| Nitrógeno | 0,10 - 2,00 |
| Oxígeno | 0,10 - 2,00 |
| Metales | Ppm (mg/kg) |

Fuente: Manual de Capacitación SGS, Propiedades del Petróleo, 2007

El petróleo crudo se produce en el interior de la Tierra, por transformación de la materia orgánica acumulada en sedimentos del pasado geológico y puede acumularse en trampas geológicas naturales, de donde se extrae mediante la perforación de pozos. Los diferentes crudos tienen propiedades químicas similares, pero varían extensamente en sus propiedades físicas, tales como color, viscosidad, densidad, capacidad calorífica, etc. Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla.

Es un recurso natural no renovable y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados. Debido a la importancia fundamental para la industria manufacturera y el transporte, el incremento del precio del petróleo puede ser responsable de grandes variaciones en las economías locales y provoca un fuerte impacto en la economía global.

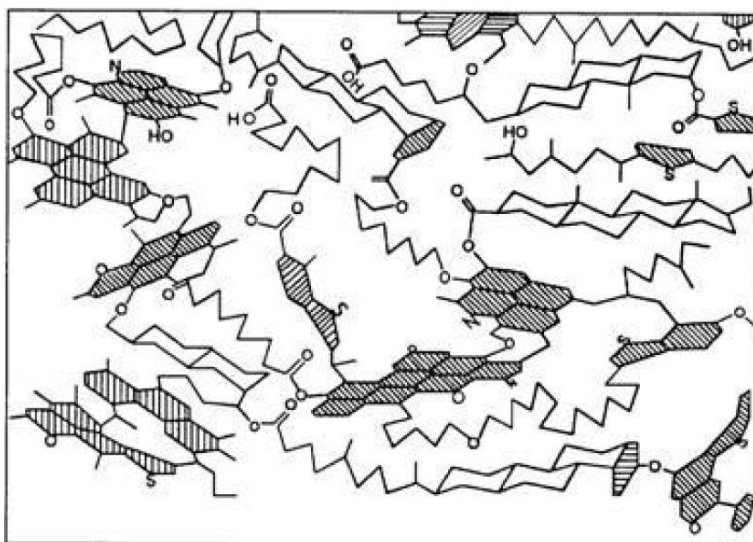
2.1.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO CRUDO

Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas que, depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos. De acuerdo a la teoría orgánica del origen del petróleo, los crudos se originaron a partir de restos de plantas y microorganismos enterrados por millones de años y sujetos a distintos procesos físicos y químicos. La transformación química, craqueo natural debido al calor y a la presión, produce, en sucesivas etapas, desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros (líquidos y gaseosos). Estos productos ascienden hacia la superficie, por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso (trampas petrolíferas como rocas impermeables, estructuras anticlinales, márgenes de diapiros salinos, etc.) se forman entonces los yacimientos petrolíferos.

En la formación del petróleo se reconocen 3 grandes etapas: diagénesis, catagénesis y metagénesis. Durante la etapa de diagénesis, la mayor parte de la materia orgánica sedimentada es transformada, por procesos de degradación microbiana, polimerización y condensación, en kerógeno. La otra parte, constituida principalmente por proteínas y lípidos, están presentes en sedimentos antiguos y recientes y se incorpora directamente al petróleo sin sufrir cambios significativos en su estructura con respecto a las moléculas precursoras presentes en organismos vivos, formando un grupo de compuestos que se conocen como marcadores biológicos o biomarcadores. De las 6×10^{14} toneladas de materia orgánica presente en la corteza terrestre, el 95% está en forma de kerógeno y solo la descomposición de éste puede ser considerada como la fuente, significativamente cuantitativa, de generación del petróleo.

En la etapa de catagénesis, el kerógeno es térmicamente alterado por soterramiento y calor a temperaturas entre 50 y 150°C; a condiciones de soterramiento típicas, el proceso requiere de millones de años. La transformación del kerógeno a petróleo no puede ser descrita en términos de relaciones individuales de materia prima – producto. La tremenda complejidad del kerógeno es ejemplificada por el modelo de Durand y Vandenbroucke.

Fig. N° 1: Modelo del kerógeno propuesto por Durand y Vandenbroucke



Fuente: Vandenbroucke, 2003

La pérdida progresiva de moléculas más pequeñas a partir de la estructura macromolecular del kerógeno (cracking del kerógeno), procede lógicamente de acuerdo a la fuerza de enlaces con el rompimiento de los enlaces débiles antes de los más fuertes.

El kerógeno que alcanza condiciones óptimas de generación de hidrocarburos líquidos se denomina maduro. La profundidad a la que el kerógeno alcanza la madurez depende del gradiente geotérmico y del tipo de materia orgánica. La catagénesis temprana está dominada por la generación de petróleo y su acumulación dentro del poro y en el sistema de fracturas de la roca generadora. Los primeros pulsos de generación de la roca generadora son ricos en componentes polares de alto peso molecular, mientras que aquellos generados posteriormente contienen altas proporciones de hidrocarburos aromáticos y particularmente saturados de bajo peso molecular.

Una vez que se ha iniciado el proceso de generación de petróleo y gas, existen dos tipos de movimientos o migración de estos fluidos desde la roca generadora, pasando por la roca conducto, hasta la roca almacenadora. La migración primaria se define como el movimiento del aceite crudo y gas a través y fuera de los finos poros de la roca generadora, que en parte están ocupados por agua de formación. La migración

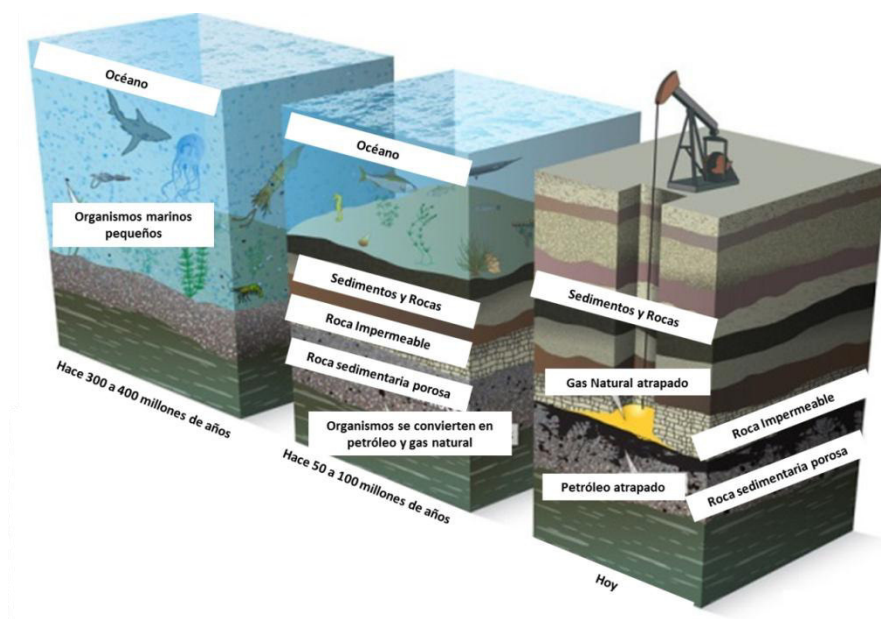
secundaria es el movimiento de los hidrocarburos a través de poros más grandes en las rocas conducto y hasta la roca almacenadora o reservorio. La migración se presenta como un proceso espontáneo de equilibrio debido a la sobrepresión litostática existente en el sistema. El agua juega un papel muy importante en este proceso ya que sirve como vehículo durante la migración.

Un sistema petrolero está constituido por la roca generadora, la roca conducto, la roca almacenadora o reservorio y la roca sello, esta última determina el final de la migración ya que se comporta como una barrera impermeable.

Por último, a temperaturas entre 150-200 °C, las moléculas orgánicas aun presentes en las rocas sedimentarias se descomponen para formar metano (gas seco) y carbón residual en la etapa denominada metagenesis. Esta etapa por lo tanto se da a grandes profundidades.

Un punto de gran importancia en la geoquímica del petróleo para fines exploratorios es conocer el origen de los crudos, lo cual está relacionado íntimamente con el tipo de materia orgánica que los originó, su grado de madurez, su posible roca madre y los procesos de alteración que pudieron haber sufrido una vez que se encontraron en el yacimiento. Aunque también debemos considerar la teoría del origen abiótico o inorgánico del petróleo crudo.

Fig. N° 2: Teoría orgánica del origen del petróleo

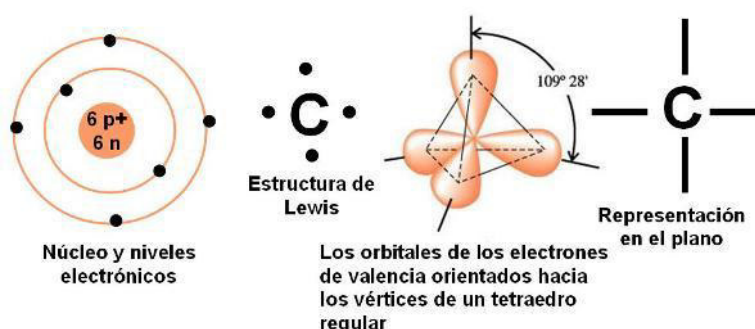


Fuente: Wikipedia, 2014

2.1.2 ESTRUCTURA QUÍMICA DEL CRUDO

El principal componente de todos los hidrocarburos es el Carbono, que tiene la particularidad de que puede unirse con otros átomos de Carbono o con átomos de otros elementos; dicha unión se realiza a través de un enlace químico denominado enlace covalente. El átomo de Carbono posee la capacidad de formar 4 enlaces covalentes, que pueden ser simples, dobles y triples.

Fig. N° 3: Átomo de Carbono



Fuente: www.genomasur.com, 2014

El petróleo crudo es una mezcla compleja de compuestos de carbono e hidrogeno, es decir, contiene diferentes tipos de hidrocarburos, cada uno con una estructura química y características particulares. La refinería o planta de procesamiento no puede tratar cada uno de estos compuestos en forma separada, sino que refina o procesa grupos de hidrocarburos con estructuras químicas y rasgos físicos similares. Por lo tanto, el petróleo crudo es separado en fracciones de hidrocarburos, de acuerdo al rango de puntos de ebullición de los compuestos incluidos en cada fracción.

Cuadro N° 2: Típicas Fracciones de Petróleo Crudo

| Fracción | Pto. Eb. (°C) | N° Carbonos | Uso |
|------------------|---------------|-------------|----------------------|
| Gases | | C1 - C4 | LPG, GN |
| Éter de Petróleo | < 70 | C5 - C6 | Solventes |
| Gasolinas | 70 – 200 | C7 - C9 | Gasolinas |
| Kerosene | 200 – 320 | C10-C16 | Diesel, Turbo Jet, K |
| Gas Oil Liviano | 320 – 450 | C16-C30 | Lub. Oils |
| Gas Oil Pesado | 450 – 600 | C30-C50 | Fuel Oil |
| Residuos | > 600 | C50 + | Asfaltos |

Fuente: Manual de Capacitación SGS, Propiedades del Petróleo, 2007

El petróleo contiene ciertas impurezas o contaminantes que se clasifican en dos grupos: el primero son las impurezas oleofóbicas o insolubles en el crudo, y el segundo son las impurezas oleofílicas que son solubles en el crudo o que forman parte de este. Los principales impurezas oleofóbicas son: Cloruro de Sodio, Agua, Sedimentos (Material Inorgánico).

Los principales impurezas oleofílicas son: Compuestos de Azufre (H_2S), Cloruros Orgánicos, Arsénico, Trazas de Níquel, Vanadio, Sodio, magnesio, calcio, estroncio, cobre, plata, oro, aluminio, plomo, cromo, manganeso, hierro, cobalto, silicio y fósforo.

Cuadro N° 3: Impurezas del Petróleo Crudo

| IMPUREZAS OLEOFÓBICAS | CONTENIDO EN EL CRUDO |
|---|-----------------------|
| Sales inorgánicas, $\frac{\text{lb sal}}{1000 \text{ BBL crudo}}$ | 10-1000 |
| Agua, %V | 0,1 – 2 |
| Sedimentos, $\frac{\text{lb sed.}}{1000 \text{ BBL crudo}}$ | 1- 1500 |
| IMPUREZAS OLEOFÍLICAS | CONTENIDO EN EL CRUDO |
| Compuestos de Azufre, %P de S | 0,1- 6,0 |
| Compuestos organometálicos, ppm | 5 – 400 |
| Ácidos Nafténicos, %V | 0,03 – 0, 4 |
| Compuestos de Nitrógeno, %V | 0,05 – 15 |
| Compuestos oxigenados no ácidos, %P | 0 - 2 |

Fuente: Química y características del petróleo y productos básicos, Calle L., 2008

2.1.3 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL CRUDO

Las principales propiedades fisicoquímicas del petróleo crudo son:

- Densidad
- Punto de congelación.
- Viscosidad.
- Presión de vapor reid.
- Punto de inflamación.
- Contenido de azufre.
- Contenido en nitrógeno.

- Contenido en agua.
- Contenido en sedimentos.
- Contenido en sal.
- Índice de acidez.
- Solubilidad

2.1.4 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen y también en base a su densidad o gravedad API; en las refinerías también lo clasifican de acuerdo al contenido de azufre, y de la base del petróleo crudo.

De acuerdo con su gravedad API, el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) clasifica el petróleo de la siguiente manera:

Cuadro N° 4: Clasificación del Petróleo Crudo en función del °API

| Tipo de crudo | °API |
|------------------|-------------|
| Condensado | >39,0 |
| Liviano o ligero | 31,1 – 39,0 |
| medio o mediano | 22,3 - 31,1 |
| Pesado | 10 - 22,3 |
| extra pesado | <10,0 |

Fuente: Química y características del petróleo y productos básicos, Calle L., 2008

En relación con el contenido de azufre, el petróleo crudo se clasifica en “dulce” y “ácido”. Un "crudo dulce", significa que contiene relativamente poco azufre; mientras que un "crudo ácido, agrio o amargo", contiene mayores cantidades de azufre y, por lo tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados.

En función de su base o principales componentes, el crudo se puede clasificar como: parafínico, nafténico, asfáltico, y de base mixta.

De acuerdo a su lugar de origen, los principales crudos de referencia son:

- Brent Blend, compuesto de quince crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo se

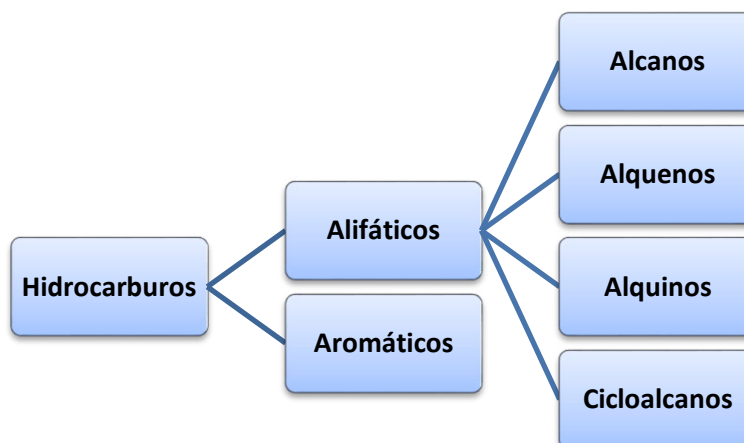
almacena y carga en la terminal de las Islas Shetland. La producción de petróleo crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.

- West Texas Intermediate (WTI) para el crudo estadounidense.
- Dubái se usa como referencia para la producción del petróleo crudo de la región Asia-Pacífico.
- Tapis (de Malasia), usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.
- Minas (de Indonesia), usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.
- Arabia Ligero de Arabia Saudita.
- Bonny Ligero de Nigeria.
- Fateh de Dubái.
- Saharan Blend de Argelia.
- Istmo de México (no-OPEP).
- Merey de Venezuela.
- Tía Juana Light de Venezuela.

2.1.5 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO

El petróleo crudo está compuesto principalmente por hidrocarburos Alifáticos y Aromáticos, a su vez, los Hidrocarburos Alifáticos se subdividen en Alcanos, Alquenos, Alquinos y Ciclo alcanos.

Fig. N° 4: Clasificación de los Hidrocarburos



Fuente: Elaboración Propia, 2014

a) Alcanos

También llamados Hidrocarburos Saturados o Parafínicos. Se denominan mediante un prefijo numérico que indica el número de átomos de carbono y el sufijo “-ano” en español. La característica básica de este grupo es que los átomos de carbono se unen entre sí solamente por medio de enlaces simples. Su Formula General es: C_nH_{2n+2}

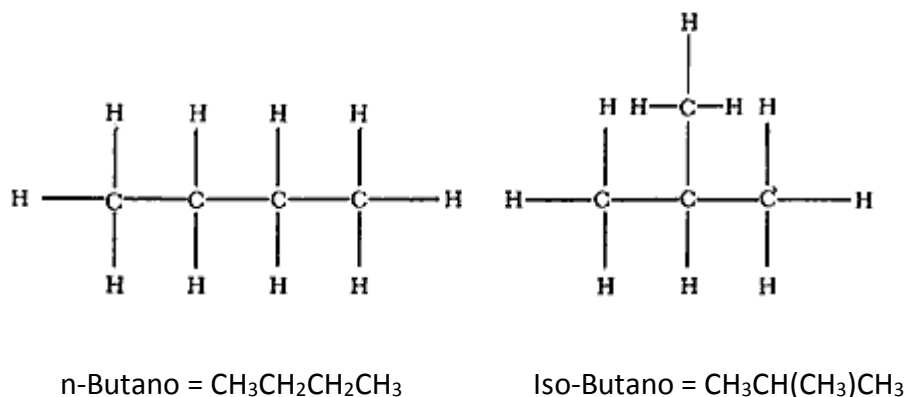
Cuadro N° 5: Alcanos

| N° de C | Nombre | Fórmula | DR 60/60°F |
|---------|---------|--------------------------------|------------|
| 1 | Metano | CH ₄ | |
| 2 | Etano | C ₂ H ₆ | |
| 3 | Propano | C ₃ H ₈ | 0,507 |
| 4 | Butano | C ₄ H ₁₀ | 0,584 |
| 5 | Pentano | C ₅ H ₁₂ | 0,631 |
| 6 | Hexano | C ₆ H ₁₄ | 0,664 |
| 7 | Heptano | C ₇ H ₁₆ | 0,688 |
| 8 | Octano | C ₈ H ₁₈ | 0,707 |

Fuente: Manual de Capacitación SGS, Propiedades del Petróleo, 2007

Los átomos de carbono forman cadenas rectas, pero a medida de que el número de átomos de Carbono aumenta la cadena puede ramificarse. Por ejemplo, el Butano (C₄H₁₀) se presenta en dos estructuras, que se denominan isómeros:

Fig. N° 5: Isómeros



Fuente: Elaboración Propia, 2014

b) Alquenos

También llamados Hidrocarburos Insaturados u Olefinas. Se denominan mediante un prefijo numérico que indica el número de átomos de carbono y el sufijo “-eno” en español. La característica básica de este grupo es la existencia de un enlace doble entre un par de átomos de carbono. Su Formula General es: C_nH_{2n}

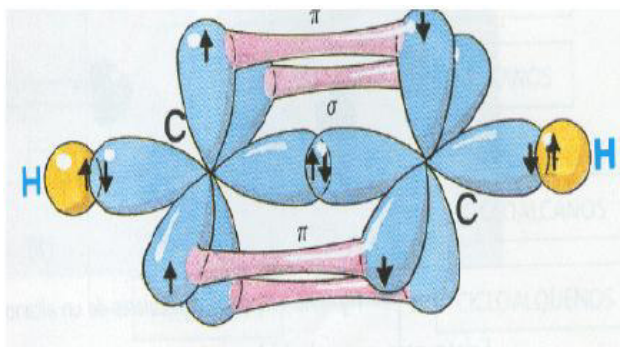
Cuadro N° 6: Alquenos

| Alquenos | Nombre comercial | Fórmula molecular | Fórmula Semidesarrollada |
|----------|------------------|-------------------|--------------------------|
| Eteno | Etileno | C_2H_4 | $CH_2=CH_2$ |
| Propeno | Propileno | C_3H_6 | $CH_3CH=CH_2$ |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

c) Alquinos

También llamados Hidrocarburos Insaturados u Diolefinas. Se denominan mediante un prefijo numérico que indica el número de átomos de Carbono y el sufijo “-ino” en español. La característica básica de este grupo es la existencia de un enlace triple entre un par de átomos de carbono. Su Formula General es: C_nH_{2n-2}

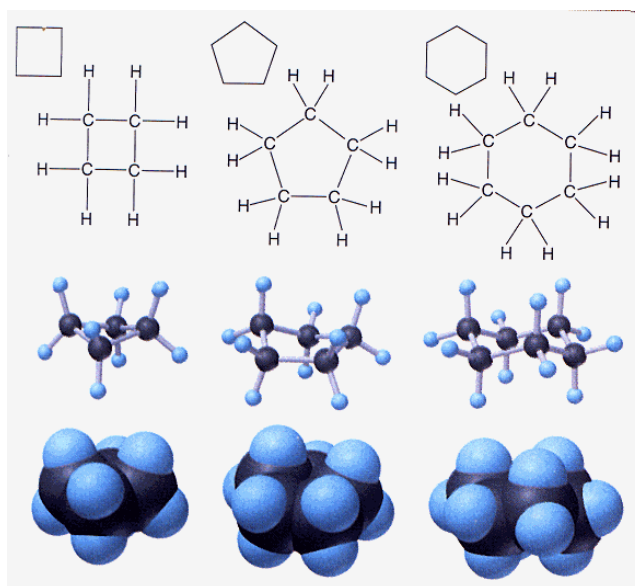
Fig. N° 6: Etino o Acetileno (C_2H_2)

Fuente: elfisicoloco.blogspot.com, 2014

d) Ciclo alcanos

Los átomos de Carbono se ordenan en forma de anillo en vez de cadena recta. Se denominan anteponiendo el prefijo “Ciclo” al nombre del Alcano correspondiente que tiene el mismo N° de carbonos. También se conocen como Naftenos, Cicloparafinas o Hidrocarburos Alicíclicos. Los Cicloalcanos más comunes son el Ciclopentano y el Ciclohexano. Su Formula General es: C_nH_{2n}

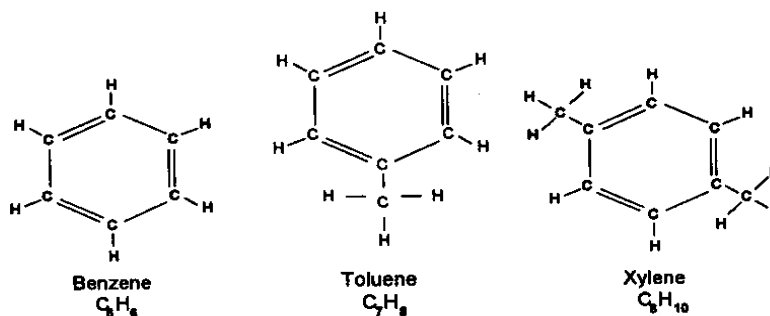
Fig. N° 7: Cicloalcanos

Fuente: www.ing.unlp.edu.ar, 2003

e) Hidrocarburos Aromáticos

Los hidrocarburos aromáticos son compuestos que contienen un anillo de seis átomos de carbono con enlaces simples y dobles en forma alternada y seis átomos de hidrógeno ligados. Este tipo de estructura es conocida como un anillo de benceno. Los hidrocarburos aromáticos más importantes en los procesos de las refinerías son: benceno, tolueno y xileno. Los aromáticos están presentes en forma natural en el petróleo crudo. También son creados en los procesos de refinación y plantas petroquímicas.

Fig. N° 8: Hidrocarburos aromáticos



Fuente: Estructura de los Hidrocarburos, TechTalk N°28 SGS, 2007

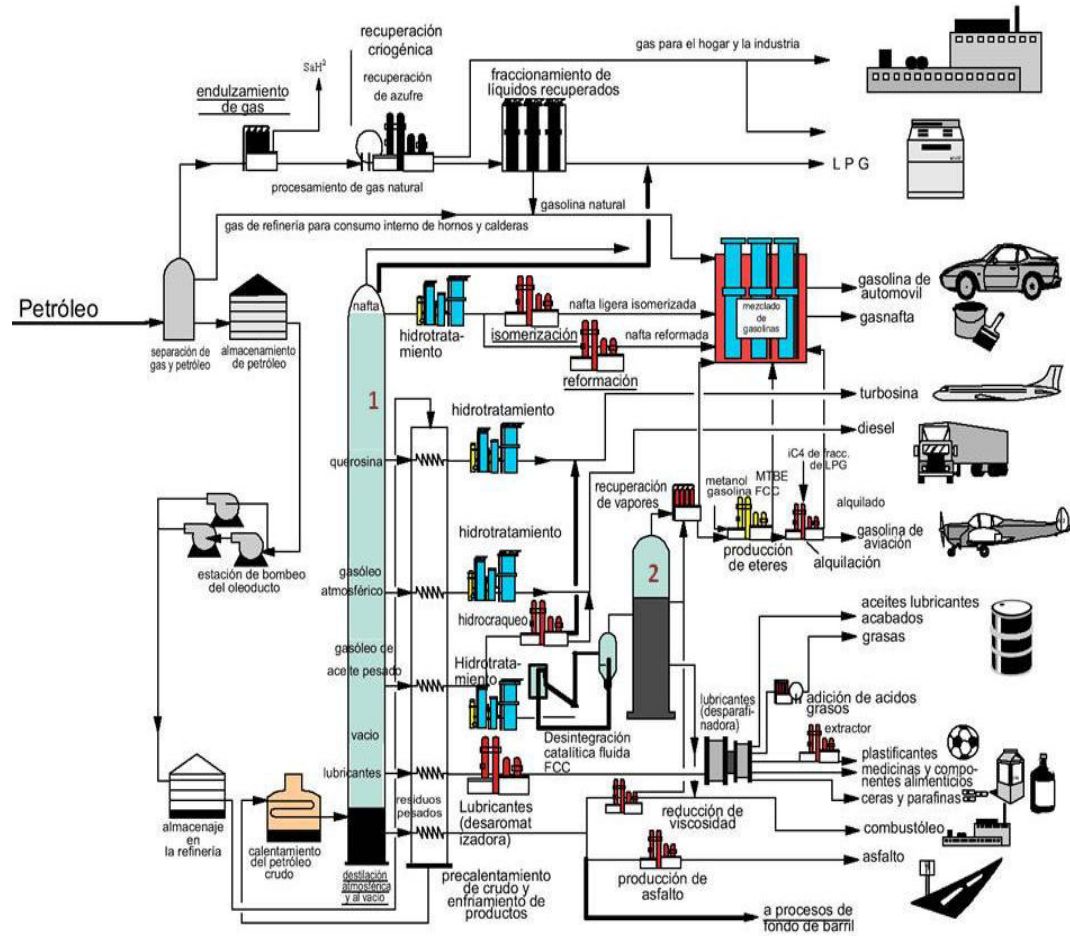
2.1.6 DERIVADOS DEL PETRÓLEO CRUDO

La Refinación del Petróleo Crudo involucra distintos procesos, tales como la Destilación Atmosférica, Destilación Fraccionada, Destilación al Vacío, Cracking Térmico, Cracking Catalítico, Visbreaking, etc.; mediante los cuales se da origen a una infinidad de Productos Derivados. Las principales fracciones de hidrocarburos derivados son:

- Gases: el componente principal de la primera fracción de destilados (compuestos con punto de ebullición inferior a 40 °C) es el metano (CH_4) o Gas natural (GN). En esta misma temperatura es posible obtener el gas licuado del petróleo (GLP) cuyos componentes son: propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}).
- Gasolina natural: corresponde a la segunda fracción de la torre de fraccionamiento con punto de ebullición por debajo de 200 °C. Es compuesta de los hidrocarburos con cinco a nueve átomos de carbono, es decir, pentano (C_5H_{12}) a nonano (C_9H_{20}). De esta fracción se obtienen los Solventes N°1 y N°3, las Gasolinas de 84, 90, 95, 97 y 98.
- Queroseno: se obtiene en la tercera fracción, compuesta de hidrocarburos de 10 a 16 átomos de carbono, cuyo punto de ebullición está entre 200 y 320 °C. Las principales aplicaciones de este destilado, es como combustible de aviones Turbo A-1 y Turbo JP-5. También se utiliza para producir Diesel N°2, Diesel B5 y Diesel B5 S-50.
- Parafinas y aceites lubricantes: son los hidrocarburos de 16 a 30 átomos de carbono y se obtienen en la fracción correspondiente a la franja de temperaturas de 320 a 450 °C, y están destinados a la producción de aceites y grasas para la lubricación. La parafina es el componente principal de las velas.
- Fuel Oils: son los hidrocarburos de 30 a 50 átomos de carbono, cuyo punto de ebullición está entre 450 y 600 °C. Se utiliza principalmente para la producción de petróleo industrial P.I. N°6 y P.I. N°500, también para combustible marino IFO-180 e IFO-380.
- Residuos: son los compuestos de más de 50 átomos de carbono y que tienen un punto de ebullición superior a 600 °C, pueden encontrarse en estado sólido. Esta fracción está destinada a la producción de asfaltos líquidos (RC-70, RC-250, MC-30) y cementos asfálticos (40/50 PEN, 60/70 PEN, 85/100 PEN, 120/150 PEN).

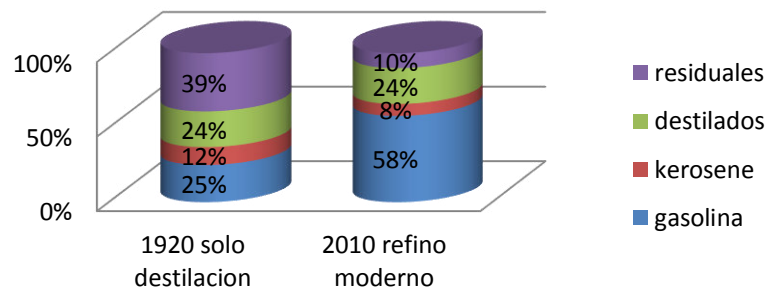
- Productos industriales: Aguarrás Mineral, Xileno Industrial, Solvente Minería, Solvente 4, Solvente 10, Azufre.
- Productos petroquímicos: Plásticos (polietileno, polipropileno, poliestireno, PVC), Ácido acético, Metanol, Aditivos para combustible, Pinturas, Adhesivos, Tolueno, Medicamentos, Cosméticos, Explosivos, Detergentes, Resinas, Tintas.

Fig. N° 9: Mapa de procesos de refinación del crudo



Fuente: biotecnologiaurp.blogspot.com, 2011

Fig. N° 10: Derivados de un típico barril de crudo, años 1920 y 2010



Fuente: Elaboración Propia, 2014

2.1.7 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL PETRÓLEO CRUDO

2.1.7.1 Gravedad API

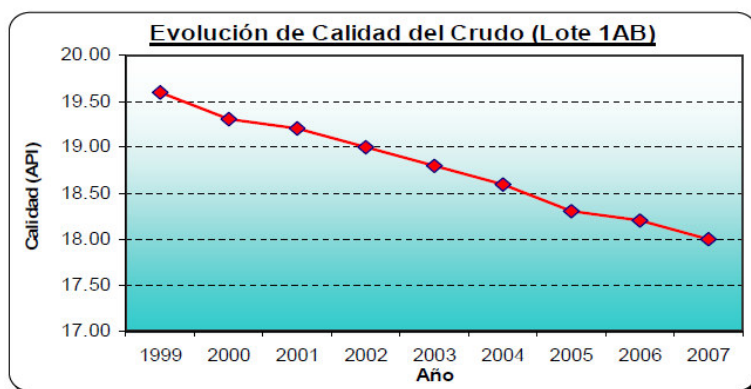
La gravedad API, o grados API, es una medida de densidad diseñada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) que, en comparación con el agua, nos indica cuán pesado o liviano es el petróleo. La gravedad específica del agua es 1 y en °API es 10. La Gravedad API, es una función especial de la densidad relativa (gravedad específica) a 60/60°F (15.56/15.56°C), representada por:

$$\text{Gravedad API} = \left(\frac{141.5}{\text{g.e. } 60/60^\circ\text{F}} \right) - 131.5$$

La determinación cuidadosa de la densidad, densidad relativa (gravedad específica), o gravedad API del petróleo crudo y sus productos derivados es necesaria, para que los volúmenes medidos a la temperatura observada se conviertan en volúmenes a la temperatura de referencia estándar, durante la transferencia de custodia de los hidrocarburos.

La gravedad API es un factor que gobierna la calidad y el precio del petróleo crudo. Generalmente, el valor económico del crudo es directamente proporcional a su grado API; cuanto más alto es el grado API del crudo, significa que es más liviano y por lo tanto, es mayor su precio en el mercado.

Fig. N° 11: Evolución de calidad del crudo producido en el Lote 1AB, Perú



Fuente: Ingepet 2008. Adecuación del Oleoducto Norperuano para el Transporte de Crudos Pesados de la Cuenca del Marañón.

2.1.7.2 Agua y Sedimentos

El Sedimento básico y agua (BS&W, Basic Sediment and Water) es el porcentaje de agua y sedimentos presentes en el crudo, es una especificación técnica de ciertas impurezas en el petróleo crudo.

Cuando se extrae el crudo de los pozos, el crudo contiene una cierta cantidad de agua y sólidos suspendidos de formación. El contenido de agua puede variar bastante de un pozo a otro y puede estar presente en grandes cantidades para los pozos más antiguos, o si la extracción de petróleo se ha potenciado mediante la tecnología de inyección de agua o recuperación secundaria.

La mayor parte del agua y el sedimento se separa generalmente en el campo para minimizar la cantidad a transportarse más adelante. El contenido residual de estas impurezas indeseadas se mide como BS&W. Las refinerías de petróleo bien pueden comprar crudo a una cierta especificación de BS&W o bien pueden tener, alternativamente, unidades de proceso iniciales de deshidratación y desalado de crudo que reducen el BS&W a los límites aceptables, o una combinación ambos.

El contenido de agua y sedimento del combustible es significativo porque puede ser causa de corrosión de equipos y problemas de proceso. El contenido de agua y sedimento debe ser conocido para medir exactamente los volúmenes netos del petróleo crudo en transporte, ventas, impuestos, intercambio y transferencia de custodia.

2.1.7.3 Contenido de Sal

Las sales inorgánicas, normalmente cloruros de sodio, calcio, potasio y magnésico, no se encuentra disuelta en el mismo petróleo crudo, sino en el agua (libre o en emulsión) que acompaña al petróleo crudo. Lo cual nos indica que hay una relación directamente proporcional entre la cantidad de agua (BS&W, Basic Sediment and Water) y la cantidad de sal (PTB, Pounds of salt per Thousand Barrels of crude oil) presentes en el crudo. Incluso en pequeñas dosis o bajos niveles de sal pueden causar serios problemas, en primer lugar por la acumulación, obstrucción e incrustaciones en los equipos de procesos; y en segundo lugar, porque su descomposición da lugar a los

aniones ácidos respectivos, con un efecto corrosivo en el lugar donde se depositan las sales. Las pérdidas económicas a causa de la sal se enfocan principalmente en los elevados costos involucrados en la reparación y mantenimiento de los equipos de producción, transporte, almacenamiento y refino del petróleo crudo.

Si estos compuestos salinos no se eliminan del crudo, surgen varios problemas. La presencia de sales en el petróleo crudo es un serio problema a la perforación, el bombeo y el transporte. Aguas arriba (upstream), la rotura por corrosión de un tramo del oleoducto u otra tubería con crudo puede costar miles de dólares y ocasionar una grave contaminación, pues además de las amonestaciones económicas existen severas consecuencias para el ambiente que son dañinas y difíciles de contener; tal como ocurrió el 30 de junio de 2014 en el kilómetro 41 del oleoducto Norperuano, en el distrito de Urarinas, provincia de Loreto, donde se produjo un derrame de aproximadamente dos mil barriles de petróleo.

En el proceso de refinación, las altas temperaturas que se producen aguas abajo en el proceso (downstream), podrían causar la hidrólisis del agua, que a su vez permite la formación de ácido clorhídrico, que es altamente corrosivo y sumamente perjudicial para los equipos y productos. La arena, limos y sal, causan incrustaciones y afecta los intercambiadores de calor. Además, el sodio, el arsénico y otros metales, pueden envenenar los catalizadores.

2.1.7.4 Porcentaje de Azufre

De acuerdo a la cantidad de Azufre presente en el crudo, este puede ser dulce o ácido. La presencia de azufre elemental, el ácido sulfhídrico (H_2S), Tioles o mercaptanos, sulfuros, tiofenos y di sulfuros, pueden afectar críticamente la viabilidad económica de un pozo petrolero, pues si contiene demasiado será necesario agregar un proceso de adulzamiento.

El Crudo ácido o amargo es el petróleo crudo que contiene una gran cantidad de azufre como impureza, incrementando los costos de procesamiento en las refinerías. El crudo ácido puede ser tóxico y corrosivo, con olor a huevos podridos, especialmente cuando el crudo contiene altos niveles de sulfuro de hidrógeno; es por ello que es necesario

estabilizar el crudo ácido antes de embarcarlo en buques petroleros, inertizando las atmósferas de los tanques por razones de seguridad.

El petróleo crudo dulce contiene pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. El petróleo crudo con bajo contenido de azufre se considera de alta calidad y tiene una gran demanda en las naciones industrializadas. El "Crudo dulce ligero" es la versión más codiciada del crudo, ya que contiene una fracción desproporcionadamente grande que se procesa directamente (fraccionamiento) en gasolina (nafta), kerosene y diesel de alta calidad (gasóleo). El término "dulce" se origina en el hecho de que un bajo nivel de azufre proporciona al petróleo crudo un sabor ligeramente dulce y olor agradable. Los exploradores de crudo del siglo XIX habrían degustado y olido pequeñas cantidades de crudo para determinar su calidad.

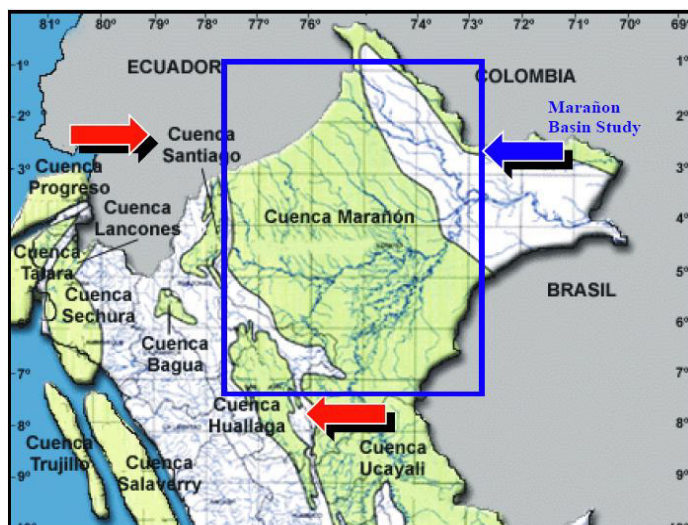
Cuadro N° 7: Clasificación del Petróleo Crudo por el porcentaje de Azufre

| tipo de crudo | % S |
|---------------|------|
| Acido | >0.5 |
| Dulce | <0.5 |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

2.2 EL PETRÓLEO CRUDO EN LA CUENCA DEL MARAÑÓN

Fig. N° 12: Cuenca del Marañón, Perú



Fuente: PerúPetro, 2006

Según el Informe de Actividades de Junio 2014, Perupetro tiene 71 contratos de Petróleo y Gas Natural en la Costa, Sierra, Selva y Zócalo Continental; de los cuales, 47 todavía están en Fase de Exploración y 24 ya están en Fase de Explotación.

Cuadro N° 8: Contratos vigentes en la cuenca del Marañón – Junio 2014

| Ubicación | Lote | Operador | Etapas |
|---------------|------|----------------------|---------------------------|
| Selva Norte | 1AB | PLUSPETROL NORTE | Producción |
| Selva Norte | 8 | PLUSPETROL NORTE | Producción |
| Selva Central | 31B | MAPLE | Producción |
| Selva Central | 31E | MAPLE | Producción |
| Selva Norte | 39 | REPSOL EXPLORACION | Exploración – Perforación |
| Selva Norte | 64 | PETROPERÚ | Exploración – Perforación |
| Selva Norte | 67 | PERENCO | Producción |
| Selva Norte | 95 | GRAN TIERRA | Exploración - Perforación |
| Selva Norte | 102 | PLUSPETROL NORTE | Exploración |
| Selva Norte | 103 | TALISMAN | Exploración |
| Selva Norte | 116 | PACIFIC | Exploración |
| Selva Norte | 123 | GRAN TIERRA | Exploración |
| Selva Norte | 129 | GRAN TIERRA | Exploración |
| Selva Norte | 130 | CEPSA | Exploración - Perforación |
| Selva Norte | 135 | PACIFIC | Exploración |
| Selva Norte | 137 | PACIFIC | Exploración |
| Selva Norte | 144 | KEI PTY - KAROON GAS | Exploración |
| Selva Norte | 161 | PAN ANDEAN | Exploración |
| Selva Norte | 183 | HYDROCARBON | Exploración |

Fuente: PerúPetro, 2014

2.2.1 LOTES DE PRODUCCIÓN EN LA SELVA NORTE DEL PERÚ

Según informe de PerúPetro, los lotes de la selva norte (cuenca del Marañón) del Perú que se encuentran actualmente en etapa de producción, son los siguientes:

2.2.1.1 Lote 1AB

El lote 1AB tiene 116 pozos activos en 12 campos de producción. Se localiza en el distrito de Andoas, provincia del Datem Del Marañón, departamento de Loreto, cerca de la frontera con Ecuador. Las únicas vías de acceso son aéreas y fluviales. Este lote abarca las cuencas de los ríos Pastaza, Corrientes y Tigre. El lote 1AB abarca a los centros poblados: José Olaaya, Nueva Jerusalén, Nuevo Andoas, Ticyacu, Nueva

alianza, Tambo, Andoas, San Jacinto, Cahuide, Larocachi, Nueva Remanente, Molinio Poza, Poza Tigre, Leoncio Prado.

El 22 de junio de 1971, se aprobó el DS N° 003-71-EM/DS, por el cual Petróleos del Perú y Occidental Petroleum Corporation of Perú (OXY) sucursal Perú, celebran contrato de operaciones petrolíferas en el Lote 1-A. El 01 de febrero de 1995, Occidental Petroleum Corporation of Perú (OXY) sucursal Perú, fue absorbida por fusión por Occidental Peruana Inc., sucursal del Perú. El 01 de junio de 1996, Petroperú S.A. y Occidental Peruana Inc., sucursal del Perú, celebran contrato de servicios para la producción de hidrocarburos en el Lote 1-AB (aprobado por DS N°024-96-EM). El 08 de mayo del 2000, Petroperú S.A, Occidental Peruana Inc., sucursal del Perú y Pluspetrol Perú Corporation, sucursal Perú, celebran la cesión de posición contractual en el contrato de servicios del Lote 1AB (DS N°007-2000-EM). En dicha cesión Occidental Peruana Inc., sucursal del Perú, cedió el total de su participación del Lote 1-AB a favor de la empresa Pluspetrol Perú Corporation, sucursal Perú.

La fecha de inicio del contrato vigente para la explotación del Lote 1-AB fue el 30 de agosto de 1985 y debe estar culminando el 29 de agosto de 2015. De acuerdo al contrato de licencia, el Lote 1-AB, tiene una superficie concesionada de 497,027.33 hectáreas.

Fig. N° 13: Lote 1AB



Fuente: Pluspetrol, 2014

2.2.1.2 Lote 8

El lote 8 tiene 69 pozos activos en 4 campos de producción. Se localiza en los distritos de Trompeteros y Yanayacu, provincia de Loreto, departamento de Loreto. Las únicas vías de acceso son aéreas y fluviales. Este lote abarca las cuencas de los ríos Corrientes y Marañón. Este lote abarca a las comunidades nativas siguientes: Titiyacu (Jíbaro), Nueva Jerusalén (Jíbaro), Nueva Alianza de Capahuari (Quechua), Andoas Viejo (Quechua), Marsella (Quechua), San Juan (Quechua), Nuevo Canaán (Quechua).

El 16 de noviembre de 1971, la empresa estatal Petróleos del Perú (Petroperú) anuncia el hallazgo oficial de petróleo crudo en el yacimiento Trompeteros, ubicado en el Lote 8X en la cuenca del río Corrientes, en territorio Achuar. En 1996, como consecuencia de las reformas del Estado, Petroperú transfirió el lote 8 (que incluía el lote 8X) a un consorcio liderado por Pluspetrol en asociación con PEDCO (Irán), Yukong Oil (Corea del Sur) y Daewoo. Con fecha 11 de marzo de 2002, la empresa Pluspetrol Perú Corporation, sucursal Perú, a través de una escisión parcial, transfiere a la nueva sociedad PlusPetrol Norte S.A., los contratos de Licencia de los Lotes 8, 1-AB y XII.

La fecha de inicio del contrato vigente para la explotación del Lote 8 es el 22 de julio de 1996, y su fecha de culminación es el 21 de julio de 2024.

Fig. N° 14: Lote 8



Fuente: Pluspetrol, 2014

Fig. N° 15: Lote 1AB y Lote 8



Fuente: PerúPetro, 2014

2.2.1.3 Lote 67

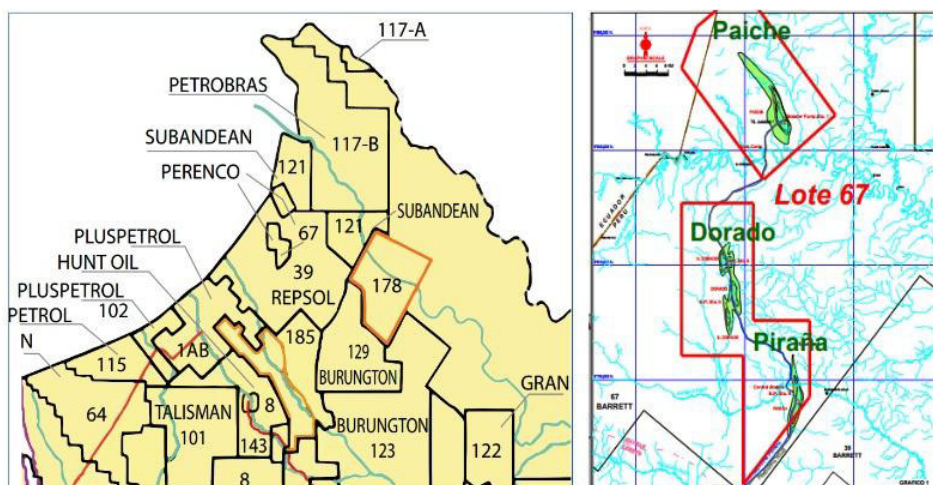
El Lote 67 se encuentra en los distritos de Napo y Tigre, provincias de Loreto y Maynas de la Región Loreto, en la cuenca del río Marañón, muy cerca de la frontera con Ecuador, limitando con otras concesiones petroleras. En el Lote 67 se han descubierto tres campos de crudo pesado: Paiche, Dorado y Piraña, sumando un total de 217 millones de reservas 2P. El campo piraña es el primer nuevo campo puesto en producción en los últimos 30 años en la cuenca del Marañón.

Este revolucionario e innovador proyecto contempla la reinyección de toda el agua de producción y el agua de lluvia en contacto con las facilidades de producción, la reinyección de los cortes de perforación y el cruce de ríos usando perforación dirigida. El proyecto utiliza la más avanzada tecnología como perforación y entubado, centrifugado del agua en crudo, tecnología zaplock para la construcción de ductos, e infraestructura innovadora y confiable para el desarrollo de las reservas de crudo pesado en la cuenca del Marañón.

El plan de desarrollo aprobado incluye la perforación de 190 pozos direccionales desde 18 plataformas, la construcción de facilidades de proceso y la instalación de tuberías enterradas para acceder al ya existente Oleoducto Norperuano en Andoas, a 200 km del Lote 67.

El inicio de la extracción comercial fue inaugurado el 5 de diciembre de 2013. La explotación de los campos del Lote 67 se realizará por fases. Así en el año 2014 se estima producir 7000 barriles diarios, 16 mil barriles en el año 2015, 35 mil barriles en el año 2017 y 63 mil barriles en el año 2019. Según la nota de prensa de PerúPetro, las reservas probadas en el Lote 67 son de aproximadamente 100 millones de barriles de crudo pesado de 14.6 °API.

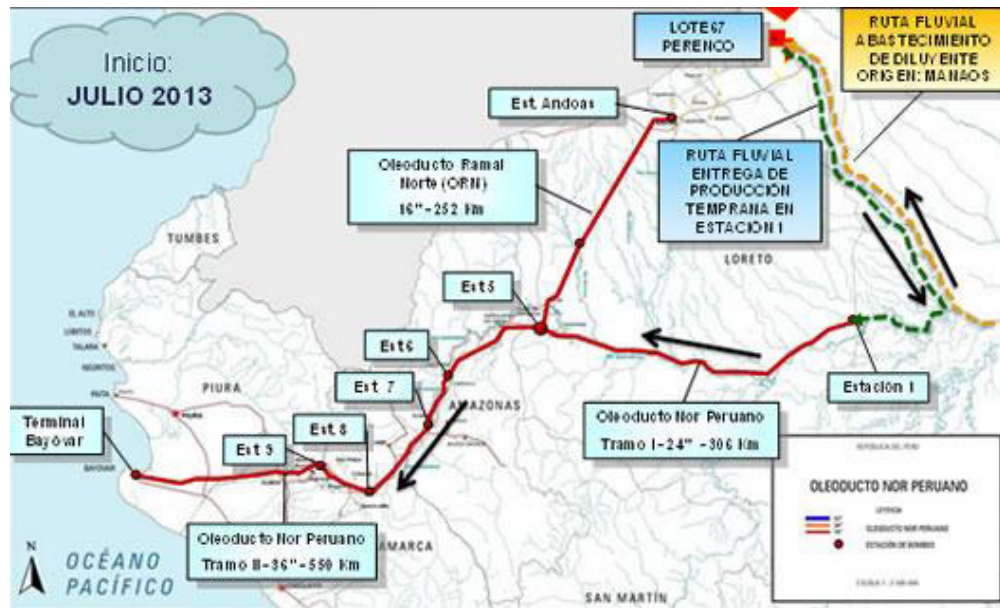
Fig. N° 16: Campo de exploración del Lote 67.



Fuente: Boletín Informativo 2012, OSINERGMIN

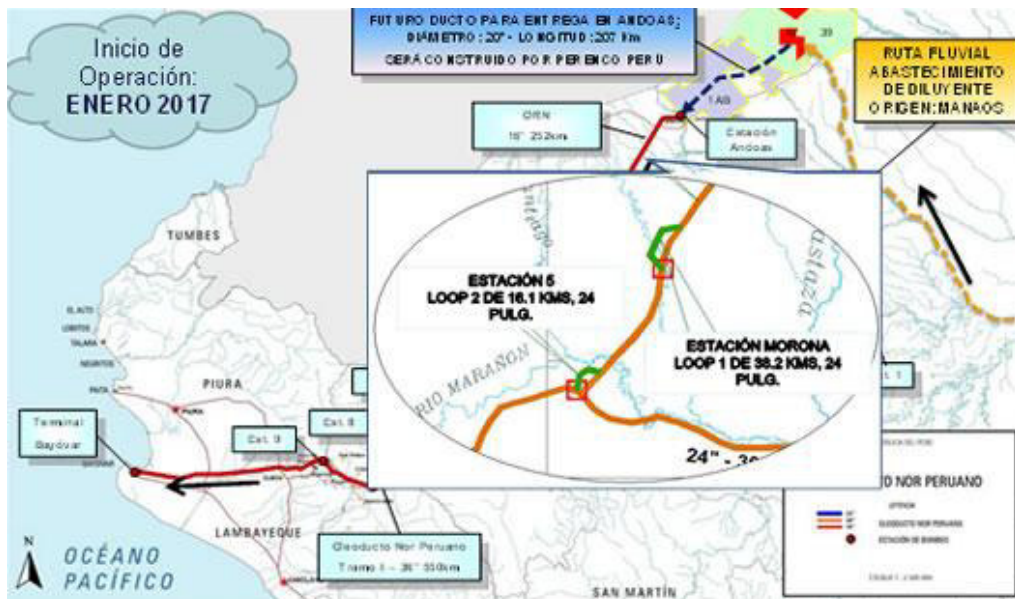
El transporte de la producción del Lote 67 exige que el crudo pesado sea diluido. En una primera fase (ver Fig. 17), el crudo pesado diluido se trasladará vía fluvial hasta la Estación I del Tramo I de la Oleoducto Norperuano, ONP, y desde allí hasta el terminal de Bayovar. El líquido diluyente será transportado por vía fluvial hasta el Terminal Curaray desde donde se bombeará a la Estación Central de Procesamiento del campo Piraña para su almacenamiento. En esta fase inicial se procesará 7500 y 1500 barriles, de petróleo y diluyente, respectivamente; además de 12000 barriles de agua al día. En la segunda fase (ver Fig. 18), el crudo diluido se entregará en la estación Andoas del Ramal Norte del ONP. El crudo diluido será tratado en las estaciones de procesamiento de los campos Piraña y Paiche y bombeados hacia la estación del campo Dorado. Desde el campo Dorado se despachará a través de un oleoducto de más de 200 kilómetros, que unirá el Lote 67 con las instalaciones de Perenco en Andoas. En cuanto al suministro de diluyente, se realizará por una vía paralela al oleoducto proyectado hacia el Lote 67.

Fig. N° 17: 1era. Fase Transporte de producción del lote 67 a la Estación 1 ONP.



Fuente: Petroperú, 2012

Fig. N° 18: 2da. Fase Transporte de producción del lote 67 a la Estación Andoas ONP.



Fuente: Petroperú, 2012

El 13 de diciembre de 1995 se suscribe el contrato de de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el LOTE 67 que celebran PERUPETRO S.A. y el consorcio conformado por ADVANTAGE RESOURCES INTERNATIONAL, SUCURSAL DEL PERU; KOREA PETROLEUM DEVELOPMENT CORPORATION, SUCURSAL PERUANA; HANWHA ENERGY COMPANY LIMITED, SUCURSAL PERUANA; HYUNDAI CORPORATION,

SUCURSAL PERUANA. El 26 de febrero de 1998 el consorcio cede su participación a BARRET RESOURCES (PERU) CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU. En diciembre del año 2006, la empresa americana Barret Resources informó del descubrimiento de petróleo pesado en volúmenes comerciales. El 01 de setiembre de 2010 se suscribe una Modificación del Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el LOTE 67, que celebran PERUPETRO S.A. y PERENCO PERU LIMITED, SUCURSAL DEL PERU; PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERU.

2.2.2 EL OLEODUCTO NORPERUANO

Es una de las obras más importantes y de mayor envergadura que se haya realizado en el Perú, consiste en un conjunto de tuberías e instalaciones conexas cuya misión es “recibir y transportar el petróleo que se produce en los campos de la selva para embarcarlo hacia los centros de consumo nacional e internacional, en forma eficiente, rentable y competitiva, manteniendo un compromiso ético, buscando la excelencia, la satisfacción de sus clientes, la realización de sus recursos humanos y la preservación del medio ambiente”, de esta manera podemos disponer del petróleo extraído en la selva norte y proveer de crudo a las refinerías de la costa peruana o del extranjero.

El Oleoducto Norperuano (ONP) tiene una longitud de 1107 Km., está conformado por el Ramal Norte de 16 pulgadas de diámetro y una longitud de 252 Km., el tramo I de 24 pulgadas de diámetro y una longitud de 306.15 Km., y el tramo II de 36 pulgadas de diámetro y una longitud de 549.25 Km. Actualmente, el Oleoducto Norperuano consta de 9 estaciones distribuidas en el Tramo I, Tramo II y Ramal Norte. Las estaciones Andoas y Morona pertenecen al Ramal Norte, las estaciones 1 y 5 pertenecen al Tramo I; mientras que las estaciones 6, 7, 8, 9 y 11 pertenecen al Tramo II. Administrativamente depende de Operaciones Oleoducto de PETROPERÚ S.A., y se divide en dos unidades: La Unidad Oriente, que consta de las estaciones 1, Andoas, Morona, 5 y 6. La Unidad Occidente con las estaciones 7, 8 y 9 y el Terminal Bayóvar.

En 1972 el Gobierno encargó a Petroperú, dependiente en aquella época del Ministerio de Energía y Minas, realizar los estudios requeridos para la construcción del Oleoducto Norperuano y plantear los contratos con las compañías capaces de efectuar tal obra. El contrato para el diseño definitivo fue adjudicado en 1973 a la firma Bechtel.

El 16 de setiembre de 1974 ambas partes lo suscribieron. El tendido de los primeros tubos transportadores demandó dos años, y la pericia y experiencia de los mejores constructores de oleoductos del mundo. En el período de mayor actividad, la construcción del Oleoducto demandó del esfuerzo de 7.800 trabajadores, aproximadamente un millar de los cuales era extranjero.

El 31 de diciembre de 1976, la Estación 1 del Oleoducto (San José de Saramuro) recibió petróleo de los yacimientos de Petroperú, y el primer frente de crudo llegó a la Terminal de Bayovar el 24 de mayo de 1977. El 7 de junio del mismo año el buque tanque Trompeteros realizó el primer embarque de crudo con destino a Refinería La Pampilla, en Lima.

Petroperú construyó posteriormente el Oleoducto Ramal Norte, que va desde la Estación Andoas a la Estación 5. Entró en operaciones el 24 de febrero de 1978.

Fig. N° 19: Oleoducto Norperuano - ONP.



Fuente: Petroperú, 2012

2.2.2.1 Tramo I

El tramo I tiene una longitud de 306 kilómetros, conformado por tuberías de 24 pulgadas de diámetro que unen las estaciones 1 y 5. El Oleoducto Norperuano se inicia con la recolección de petróleo crudo en la Estación 1, en San José de Saramuro (departamento de Loreto), a orillas del río Marañón y a unos 200 kilómetros al sudeste

de Iquitos. Los tubos avanzan hacia el oeste, en plena selva, a lo largo del río Marañón, hasta la localidad de Borja, donde se ubica la Estación 5, también recolectora de petróleo crudo.

2.2.2.2 Tramo II

El tramo II tiene una longitud de 548 kilómetros, conformado por tuberías de 36 pulgadas de diámetro que unen las estaciones 5, 6, 7, 8, 9 y 11. Desde la Estación 5, que es punto de confluencia del Ramal Norte, la tubería continúa en dirección sudeste hasta la Estación 6, en Kuzu Grande, distrito de Manseriche, provincia de Alto Amazonas. Sigue en forma paralela a la carretera que va de Mesones Muro hasta Bagua, en el departamento de Amazonas, donde se localiza la Estación 7, y en dirección sudeste se llega a la Estación 8, en las inmediaciones del distrito de Pucará, departamento de Cajamarca. En dicho punto, el oleoducto cambia a dirección noreste, hasta la Estación 9 en Jaen, que es el último punto de bombeo, y desde donde inicia su ascenso a la cordillera de los Andes, la que cruza en el Paso de Porculla, a una altura máxima de 2.390 metros sobre el nivel del mar. En este lugar comienza a descender hasta alcanzar el desierto del departamento de Piura, donde se levanta la terminal de Bayóvar, en la bahía de Sechura.

2.2.2.3 Ramal Norte

El Oleoducto Ramal Norte, con una longitud de 252 kilómetros, conformado por tuberías de 16 pulgadas de diámetro que unen la estación Andoas y la estación Morona con la Estación 5, fue adicionado en 1976 al Oleoducto Norperuano para hacer factible el transporte del petróleo crudo que se extrae de los campos petrolíferos de la zona de Andoas.

Se inicia en la Estación Andoas y sigue en dirección oeste, atravesando los ríos Pastaza, Huazaga y Huituyacu, donde cambia de dirección hacia el sudoeste hasta el cruce del río Morona. En este lugar, se localiza la Estación de Bombeo Morona del distrito de Borja, provincia del Alto Amazonas, departamento de Loreto. Siempre en dirección sudoeste llega hasta el río Marañón, continúa por terreno plano y seco hasta el cruce del río Saramiriza, donde empieza el recorrido final hasta la Estación 5 del Oleoducto Principal.

2.2.2.4 Componentes del Oleoducto Norperuano

a) Tubería

El Oleoducto Norperuano, orgullo de la ingeniería peruana, tiene una longitud de 854 kilómetros (atraviesa costa, sierra y selva).

En el primer tramo, La tubería está protegida con pintura epóxica, debido a que en la selva atraviesa agrestes terrenos o está sumergida. Existen lugares donde es imposible que los tubos vayan a nivel de tierra por lo que deben ser sostenidos por soportes tipo "H".

En el segundo tramo, que se inicia en la Estación 5, la tubería de 36 pulgadas es protegida con cinta de polietileno negra de 20 milésimas de pulgada y cubierta con una cinta blanca del mismo material de 25 milésimas de pulgada de espesor, para que pueda atravesar con éxito las zonas de montaña y de desierto. En las zonas salitrosas y rocosas, hasta llegar al puerto de Bayóvar, la tubería ha sido revestida con alquitrán imprimante de 4 milímetros de espesor, con dos envolturas de fibra de vidrio y una envoltura exterior de fieltro saturado de alquitrán.

Toda la tubería satisface los requerimientos establecidos en el API estándar 5LX, decimonovena edición de 1973, o el estándar API 5LS, séptima edición de 1973.

El material de la tubería es de grado X-52, con un límite mínimo de fluencia de 36,3 kilogramos por milímetro cuadrado. Los diámetros de 16 y 24 pulgadas tienen un espesor mínimo de 6,35 milímetros. Y el de 36 pulgadas de 7,93 milímetros.

b) Tanques de almacenamiento

El Oleoducto Norperuano tiene cuatro estaciones recolectoras:

- Estación 1: tiene tres tanques con capacidad individual de 121.000 barriles, y dos tanques de 50.000 barriles (463.000 barriles de capacidad total)
- Estación 5: cuenta a su vez con tres tanques de 140.000 barriles cada uno, dos tanques de 148.000 barriles y uno de 121.000 barriles (837.000 barriles de capacidad total)
- Estación Andoas: tiene un tanque de 115.000 barriles y dos tanques de 31.500 barriles cada uno (178.000 barriles de capacidad total)

- Estación 11 - Terminal Bayóvar: tiene en operación 14 tanques de 140.000 barriles cada uno. Los tanques son de fabricación soviética. Fueron comprados semiarmados, en rollos de hasta 65 toneladas de peso. Este sistema que facilita el levantamiento en sitio. Tres meses fue el tiempo promedio que duró montarlos. Los tanques son cilíndricos de techo cónico fijo.

c) Bombas principales

El Oleoducto tiene instaladas 22 bombas principales para impulsar el petróleo, 17 de las cuales son accionadas por turbinas marca Ruston y 5 por motores Caterpillar. Bombas centrífugas accionadas por turbinas a gas (turbobombas).

- Dieciséis turbinas son de 4.000 hp de potencia instalada en la Estación 1, donde existe también una motobomba Caterpillar de 825 hp.
- En la Estación 5 hay tres turbobombas. En la Estación 9 son necesarias cinco para hacer ascender al petróleo hasta los 2.390 metros sobre el nivel del mar, altura del Paso de Porculla, en la cordillera de los Andes.
- Las Estaciones 6, 7, 8 y Andoas tienen dos turbobombas, mientras que la Estación Morona cuenta con 2 motobombas Caterpillar-Birgham y 2 motobombas Caterpillar-Ingersoll Rand.

d) Generadores

En las estaciones del Oleoducto Norperuano hay instalados siete turbogeneradores Ruston-General Electric de 1.100 kilovatios cada uno, y 14 motogeneradores, conformados por motores Caterpillar o Perkins, cuyas potencias varían entre 75 y 800 kilovatios, de acuerdo con la necesidad de cada estación.

2.2.2.5 Estaciones de Bombeo

Las estaciones de bombeo se utilizan para impulsar el petróleo crudo a través del ONP y garantizar una llegada satisfactoria su destino.

- Estación Andoas, ubicada en Andoas, Alto Amazonas – Loreto. Recibe los crudos Piraña y Loreto, para bombearlos hasta la Estación 5.
- Estación Morona. Ubicada en Borja, Alto Amazonas – Loreto. Apoya en el bombeo de crudo de Estación Andoas a Estación 5.

- Estación 1 ubicada en Urarinas, Loreto – Loreto, recibe el crudo Mayna del lote 8, para bombearlo hasta la Estación 5.
- Estación 5, ubicada en Manseriche, Alto Amazonas – Loreto. Recibe petróleo de las Estaciones 1 y Andoas para impulsarlo a la siguiente estación que viene a ser la Estación 6.
- Estación 6. Ubicada en Cenepa, Bagua - Amazonas. Recibe petróleo de la Estación 5 para bombearlo hasta la Estación 7.
- Estación 7. Ubicada en Bagua Grande, Bagua - Amazonas. Recibe petróleo de la Estación 6 para bombearlo hasta la Estación 8.
- Estación 8. Ubicada en Querecotillo, Cutervo - Cajamarca. Recibe petróleo de la Estación 7 para hacerlo llegar hasta la Estación 9.
- Estación 9. Ubicada en San Felipe, Jaén – Cajamarca. Recibe petróleo de la Estación 8 para hacerlo llegar hasta su destino final, el Terminal Bayóvar.

Fig. N° 20: Estaciones del Oleoducto Norperuano



Fuente: Petroperú, 2012

2.2.2.6 Terminal Bayovar

La tubería de 36 pulgadas de diámetro del tramo II del Oleoducto Norperuano llega al patio de tanques de la Estación 11 o Terminal Bayovar, los tanques de almacenamiento reciben el petróleo crudo por la línea de recepción a un régimen, rate o caudal de 5 mil barriles por hora. Es decir, el Terminal tiene una capacidad de recepción diaria de 120 MBD de crudo proveniente de los lotes 1AB, 8 y 67; pero actualmente, solo se utiliza el 20% de la capacidad del Oleoducto aproximadamente.

El sistema de almacenamiento consiste en 14 tanques, con capacidad de recepcionar y embarcar en batería, con una capacidad total nominal de 1'960,000 Barriles y una capacidad efectiva de 1'792,000 Bls.

Una tubería de 42 pulgadas de diámetro lleva el petróleo crudo desde el patio de tanques hasta el muelle, pasando antes por un sistema de medición de caudal a turbina con capacidad para 100,000 barriles por hora.

En el muelle, los buques tanque son cargados mediante cuatro brazos de carga de 16 pulgadas de diámetro, accionados hidráulicamente por control remoto. Cada brazo de carga tiene una capacidad de operación de 25 mil barriles por hora, totalizando 100 mil barriles por hora como velocidad máxima de carga de petróleo.

El muelle tiene 113 metros de largo –desde la orilla– y 500 metros entre sus extremos en forma de "T". Está construido sobre pilotes de acero clavados en el fondo marino. El muelle puede recibir buques tanque de hasta 250 mil toneladas de peso muerto.

Fig. N° 21: Terminal Bayovar.



Fuente: Petroperú, 2014

2.2.3 CRUDOS QUE SE TRANSPORTAN A TRAVÉS DEL OLEODUCTO NORPERUANO

Los crudos que se transportan a través del Oleoducto Norperuano son: Crudo Loreto, Crudo Mayna y Crudo Piraña. Todos los crudos se transportan hasta el Terminal Bayovar, donde se reciben, almacenan y embarcan para su exportación o cabotaje. Cabe mencionar que Petroperú cuenta con un Proyecto de Transporte de Crudos Pesados (PTCP) que se implementará al 100% cuando los lotes 39 (Repsol-Perenco) y 95 (Gran Tierra) entren en etapa de producción.

2.2.3.1 Crudo Loreto

El crudo Loreto es el petróleo crudo que se extrae del lote 1AB operado por Pluspetrol Norte, ingresa al Oleoducto a través de la Estación Andoas en el Ramal Norte. Su producción promedio diaria es 13,542 BPD, según el Informe Junio 2014 de PerúPetro.

2.2.3.2 Crudo Mayna

El crudo Mayna es el petróleo crudo que se extrae del lote 8 operado por Pluspetrol Norte, ingresa al Oleoducto a través de la Estación 1 en el Tramo I. Su producción promedio diaria es 9,940 BPD, de acuerdo al Informe Junio 2014 de PerúPetro.

2.2.3.3 Crudo Piraña

El crudo Piraña es el petróleo crudo que se extrae del lote 67 operado por Perenco. Actualmente, se transporta por vía fluvial desde el Terminal de Curaray hasta la Estación 1; posteriormente, el transporte se realizará por un ducto de 200 km, que permitirá conectar al Lote 67 con la Estación Andoas. Su producción promedio diaria es 4,257 BPD en lo que va del 2014, según el Informe Junio 2014 de PerúPetro.

2.3 TRATAMIENTOS AL PETRÓLEO CRUDO

2.3.1 ESTABILIZACIÓN

Consiste en la eliminación de gases. Los gases disueltos en el crudo originan grandes presiones de vapor que aumentan el riesgo de explosión en el transporte. La estabilización se lleva a cabo mediante destilaciones sencillas, donde se separan los compuestos con menor punto de ebullición.

2.3.2 ELIMINACIÓN DE SÓLIDOS

Los yacimientos petrolíferos contienen arenas bituminosas que son compuestos de una especie de betún con sales y agua, los cuales deben ser removidos para realizar posteriormente el proceso de refinación. Debido a la presión de extracción, el crudo puede arrastrar sólidos inorgánicos procedentes de las rocas circundantes. Los minerales son eliminados mediante el ablandamiento con cal y carbonato de sodio, seguido por una sedimentación para eliminar los sólidos, además de que es un tratamiento efectivo para la remoción de la dureza (más de 98%).

2.3.3 DESALACIÓN

La desalación consiste en eliminar las sales inorgánicas asociadas al material orgánico. Estas sales proceden del agua salada que acompaña al crudo en el yacimiento y son muy perjudiciales en los procesos de refinación. Para eliminarla se hace un "lavado" con vapor de agua, donde la sal queda disuelta.

Los sólidos y las sales disueltas son extraídos en los desaladores ya que es muy caro decantarlas y eliminarlas por gravedad. Puesto que los desaladores tienen una eficiencia media del 95% no elimina la totalidad de las sales, por tal motivo se les inyecta una solución NaOH para convertirlas en NaCl. El cloruro de sodio tiene una constante de hidrólisis menor que las otras sales, con lo cual se minimiza la formación de ácido, por ende se reduce la generación de corrosión a la unidad.

2.3.4 DESHIDRATACIÓN

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje igual o inferior al 1 % de agua. El agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está combinada con el crudo en forma de emulsión de gotas de agua dispersas en el aceite.

La deshidratación del crudo es un proceso que tiende a ser muy costoso, sin embargo se vuelve mucho más rentable cuando se encuentra un aprovechamiento adecuado de los desechos, esta alternativa se ha visto en el proceso de recuperación secundaria de los yacimientos, reduciendo costos, y aumentando la productividad.

2.3.5 DESEMULSIÓN

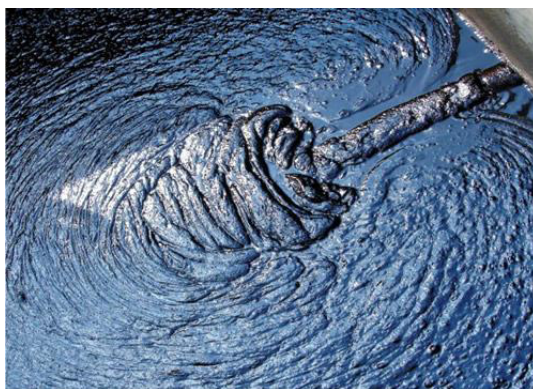
El agua se combina con la materia orgánica a través de los compuestos polares de azufre (S), oxígeno (O) y nitrógeno (N), que son solubles en el agua.

La desemulsión consiste en separar el agua contenida en el crudo, los métodos más comunes para tratar las emulsiones son:

- Método térmico.
- Método químico.
- Método mecánico.
- Método eléctrico.

Dependiendo del tipo de petróleo crudo y de la disponibilidad de recursos, es suficiente alguno de los métodos típicos de deshidratación de crudo, pero también pueden usarse en combinación para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión.

Fig. N° 22: Muestra de crudo pesado con alto porcentaje de agua y sedimentos.



Fuente: Petroperú, 2012

2.3.5.1 Sedimentación Natural

Es el método más simple, se fundamenta en la diferencia de densidades entre el agua y el crudo. Consiste en llenar los tanques de almacenamiento con petróleo crudo emulsionado y dejarlo reposar por un tiempo determinado para que, mediante la fuerza de gravedad, las gotas de agua decanten al fondo del tanque. La velocidad de asentamiento es función de la densidad y viscosidad del crudo. La ruptura de la emulsión con frecuencia va acompañada de la separación de los sedimentos e hidrocarburos sólidos.

Para obtener una mejor separación del agua se combina con otros procesos de tratamiento, pues, este método tarda mucho tiempo, además de requerir recipientes demasiado grandes. Luego de que se produce la separación, se procede a drenar los tanques para retirar el agua libre.

2.3.5.2 Método mecánico

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. La separación del agua emulsionada del crudo se produce por centrifugación, para lo cual se somete a la mezcla a una centrífuga que desarrolla velocidades de rotación alrededor de 15000 r.p.m., lo que permite generar una fuerza centrífuga que equivale a 13000 veces la de la gravedad, por tanto la separación de las impurezas son mucho más rápidas que un tratamiento por sedimentación y dependerá de la densidad del crudo.

2.3.5.3 Método térmico

En este método se le aplica calor a la emulsión W/O para reducir la tensión superficial de la partícula interfacial, aumentando la solubilidad, y reduciendo la densidad y viscosidad del petróleo crudo, lo que promueve la separación por gravedad de la fase dispersa. Esto acelera la velocidad de los desemulsificantes, así como la expansión y gasificación de agua debido al gradiente de temperatura. Esto debido a que la adición de Calor sobre el crudo aumenta la cantidad de energía en el sistema causando corrientes térmicas, las cuales promueven el choque entre las gotas de agua, lo que permite romper la película interfacial y se produzca la coalescencia.

La aplicación de calor se realiza de varias formas: pasando el crudo por una capa de agua caliente; por inyección de vapor o aire comprimido; por calentamiento directo de la emulsión en una caldera tubular; o en un intercambiador donde el fluido caliente es vapor.

Las ventajas del tratamiento térmico son que debilita la película de la sustancia emulsificante, aumenta el movimiento de las partículas de la fase dispersa que implica

mayor número de choques incrementando la posibilidad de unión, y disminuye la viscosidad de la fase continua.

Las desventajas del tratamiento térmico son el incremento en costos por problemas de corrosión y mantenimiento, no es tan versátil como el tratamiento químico en el sentido de poderse aplicar sin problemas en grande o pequeña escala; aunque el funcionamiento de calentadores y tratadores es seguro, el riesgo potencial de accidentes graves puede ser mucho mayor que en el caso del tratamiento químico.

2.3.5.4 Método eléctrico

El principio básico de este tratamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de corriente alterna o continua de alto potencial para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa, actuando sobre la composición molecular del agua. Involucra la utilización de un campo eléctrico con el propósito de que las gotas dispersas se muevan hacia los electrodos y caigan por gravedad. Este fenómeno sucede porque las partículas suspendidas en un medio con una constante dieléctrica más baja (W-O) son atraídas entre sí, cuando se forma un Campo Eléctrico de alto voltaje en el sistema.

Mientras mayor resistividad tenga el crudo, mayor es el esfuerzo eléctrico que puede sostener sin romperse y por lo tanto, las fuerzas que producen la coalescencia son mayores. El segundo método es someter a la emulsión a un campo eléctrico alterno, vibrando las gotas a la frecuencia de la corriente, chocando, coalesciendo y precipitando. La deshidratación eléctrica requiere mayor Temperatura y presión que los procesos químicos.

2.3.5.5 Método químico

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas demulsificantes, las cuales rompen las emulsiones atacando al agente emulsificante y neutralizan su efecto. La acción del demulsificante se ha tratado de explicar de varias maneras. Una explicación dice que el demulsificante es una sustancia que trata de formar una emulsión inversa a la existente, bien sea afectando la tensión interfacial o

presentando una tendencia de humectabilidad opuesta a la que muestra el agente emulsificante; al haber tendencia a formar emulsión de agua en aceite y a la vez de aceite en agua, ambas tendencia se neutralizan y las fases se separan. Una segunda explicación de la acción del demulsificante es que éste actúa sobre la película que cubre las gotas de fase dispersa debilitándola y al hacerlo, las gotas se pueden unir lo cual lleva finalmente a que las fases se separen; es decir, los demulsificantes actúan favoreciendo la coalescencia de la fase dispersa y permitiendo su decantación por gravedad.

El éxito en el rompimiento químico, consiste en seleccionar el demulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. Existen en el mercado gran variedad de demulsificantes, muchos de los cuales son el mismo químico pero con diferente nombre comercial, dependiendo de la casa fabricante. La mayoría de los demulsificantes son solubles en agua y algunos en petróleo y sus derivados; para aplicarlos se pueden utilizar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o kerosene.

2.4 TRATAMIENTO QUÍMICO DEL PETRÓLEO CRUDO

2.4.1 EMULSIONES

Es un sistema heterogéneo formado por dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales se denomina la fase dispersa o interna, porque se encuentra disperso en forma de pequeñas gotas en el otro líquido; que se denomina la fase continua o externa.

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

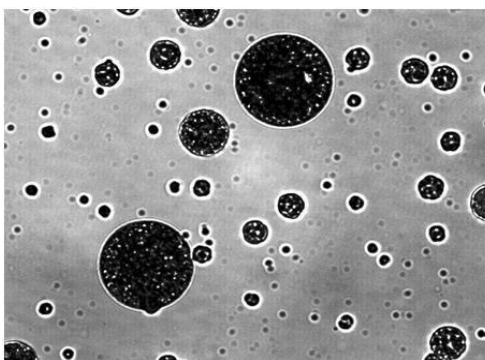
- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

En nuestro caso de estudio, la fase dispersa es el agua y la fase continua es el petróleo crudo. Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin

embargo, al pasar por todos los equipos de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100 μm . En las emulsiones directas (W/O), la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimentos básicos (A&S o BS&W) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes.

En las pruebas de laboratorio, el agua que se separa fácilmente por la fuerza gravitacional en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extrapesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones.

Fig. N° 23: Microfotografía de emulsión petróleo en agua O/W



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

2.4.1.1 Agentes Emulsionantes

Los agentes emulsionantes son macromoléculas con actividad interfacial que pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en

una alta estabilidad de la emulsión W/O formada. La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Aumenta la tensión interfacial. Por lo general, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m, esta se incrementa por la presencia de sales.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica.
- Si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

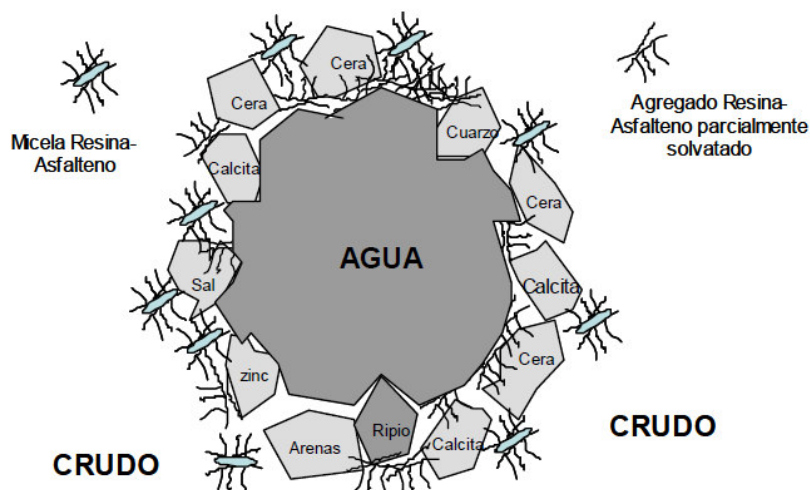
Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física.

Actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsificación. Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsificación muy severos.

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Fig. N° 24: Estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes en el crudo



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

2.4.1.2 Clasificación de las Emulsiones

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras, dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

a) De acuerdo a la estabilidad

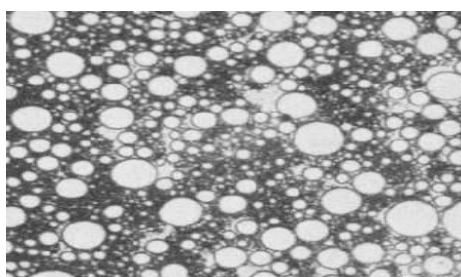
Las emulsiones pueden ser Estables o Inestables. Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando un tratamiento especial; una emulsión es inestable, cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad; de todas maneras el tiempo requerido para que se presente segregación es bastante mayor, que cuando las fases no están emulsionadas. Un ejemplo de emulsión inestable es la que se tiene cuando se toma una muestra de crudo liviano parafínico y agua pura; después de una agitación fuerte se puede observar el agua dispersa en el petróleo, pero si se deja un tiempo en reposo el agua se vuelve a segregar y se va al fondo.

b) De acuerdo a su naturaleza

En la industria petrolera, las emulsiones pueden ser Directas o Inversas. Una emulsión directa es aquella emulsión de agua en petróleo (W/O), es decir, la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua. Mientras que una emulsión inversa es una emulsión de petróleo en agua (O/W), es decir, la fase dispersa es el petróleo y la fase continua

es el agua; las emulsiones inversas son poco frecuentes. También existen las emulsiones múltiples o complejas (O/W/O ó W/O/W), que se encuentran en áreas de petróleo de alta viscosidad y gravedad específica o el agua es relativamente blanda. Aunque, esta clasificación es solo para la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

Fig. N° 25: Tipos de emulsiones de acuerdo a su naturaleza



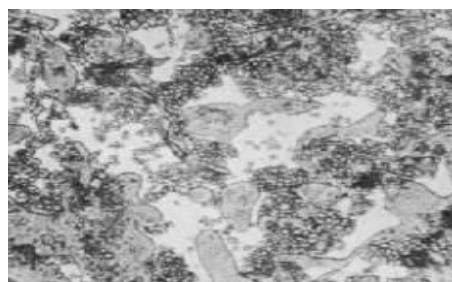
Normal (W/O)



Inversa (O/W)



Compleja (O/W/O)



Compleja (W/O/W)

Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

c) De acuerdo a la facilidad para romperlas

Las emulsiones pueden ser Flojas o Duras. Una emulsión estable es floja, cuando se puede romper con un tratamiento sencillo, y es dura cuando requiere de un proceso más complicado para romperla.

d) De acuerdo al tamaño de las partículas dispersas

- Macroemulsiones: $0,2 \mu < \text{Tamaño de la partícula} < 50 \mu$
- Microemulsiones: $0,01 \mu < \text{Tamaño de la partícula} < 0,2 \mu$

2.4.1.3 Factores que afectan la formación de las emulsiones

Existe una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se forme emulsiones o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

- Porcentaje de agua
- Salinidad
- Viscosidad
- Densidad
- Tensión superficial
- Agitación
- Tiempo de contacto de las fases.

2.4.1.4 Propiedades en la estabilidad y ruptura de las emulsiones

La estabilidad y el rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades (Salager, 1987):

a) Tensión interfacial. Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.

A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfaltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el IFT además de las resinas y asfaltenos.

b) Viscosidad de la fase externa. Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también

incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

c) Relación de volumen de fases. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

d) Tamaño de la gota. Gotas muy pequeñas menores de 10 μm generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

e) Temperatura. Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

f) pH. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial.

La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.

g) Envejecimiento de la interfase. A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta

película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

h) Salinidad de la salmuera. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.

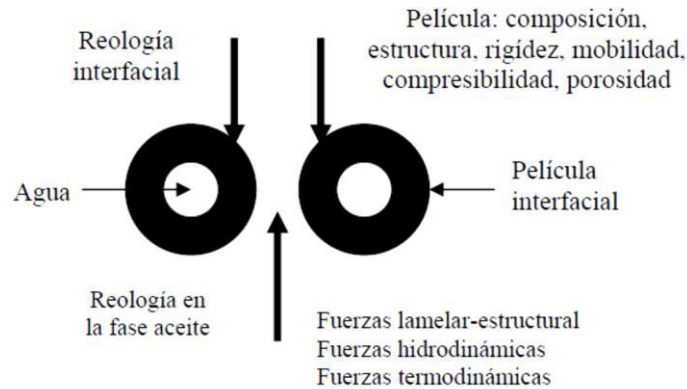
i) Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.

j) Diferencia de densidad. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.

k) Presencia de cationes. Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

l) Propiedades reológicas interfaciales. Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni.

Fig. N° 26: Factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O.

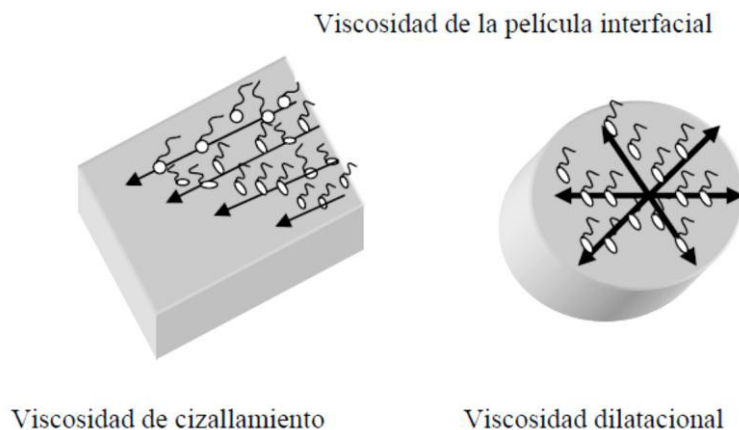


Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

Para una interfase Newtoniana las propiedades reológicas que determinan el movimiento interfacial son la viscosidad de cizallamiento interfacial η_s , la viscosidad dilatacional interfacial η_d y el gradiente de tensión interfacial. η_s describe la resistencia de la interfase a cambiar de forma en un elemento diferencial de la interfase, el área se mantiene constante y se mide la resistencia de la película.

La viscosidad η_d , al igual que la elasticidad interfacial dilatacional ϵ_d , se mide sólo por la dilatación-compresión de la película sin aplicar cizallamiento. Estas propiedades describen la resistencia de la superficie a los cambios en el área interfacial.

Fig. N° 27: Esquema de las fuerzas de corte y dilatacional relacionadas con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite.



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

2.4.1.5 Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo

Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: Sedimentación, agregación y coalescencia. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y por último la coalescencia que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total. Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O. Según el análisis de Jeffreys y Davies en 1971 este proceso se reduce a tres etapas:

Etapa 1. Acercamiento macroscópico de las gotas

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por la ley de Stokes, basada en la suposición de gotas esféricas rígidas; y por la Ecuación de Hadamard, basada en el movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna; pero si son menores de 5 μm está presente el movimiento Browniano.

Ecuación de Stokes:

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s \cdot r^2$$

Ecuación de Hadamard:

$$V_H = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)g}{3\eta_e} \cdot r^2 \cdot \frac{\eta_i + \eta_e}{3\eta_i + 2\eta_e} = V_s \cdot \frac{(1 + \eta_e/\eta_i)}{(1 + 2\eta_e/3\eta_i)}$$

Donde:

V_s = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

V_H = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

ρ_1 = densidad del agua (g/cm³).

ρ_2 = densidad del crudo (g/cm³).

g = aceleración de gravedad (cm/s²).

r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

η_e = viscosidad de la fase externa (cp).

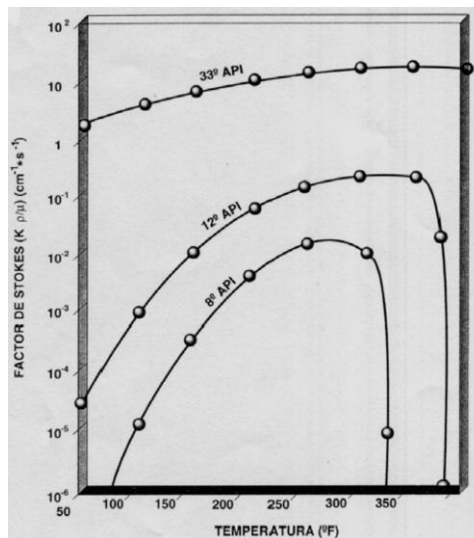
η_i = viscosidad de la fase interna (cp).

f_s = factor de Stokes (1/cm.s)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compensen. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados (Salager 1987 a), para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la ecuación de Stokes, la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la figura 28 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ($f_s = V_s/r^2$) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

Fig. N° 28: Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

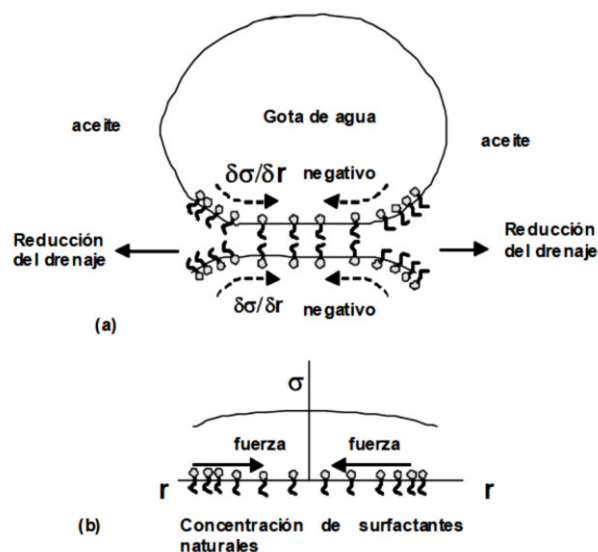
Etapa 2. Drenaje de la película

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”, donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos. Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å.

La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye.

El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, figura 29 (a), (b).

Fig. N° 29: (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales
(b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada.



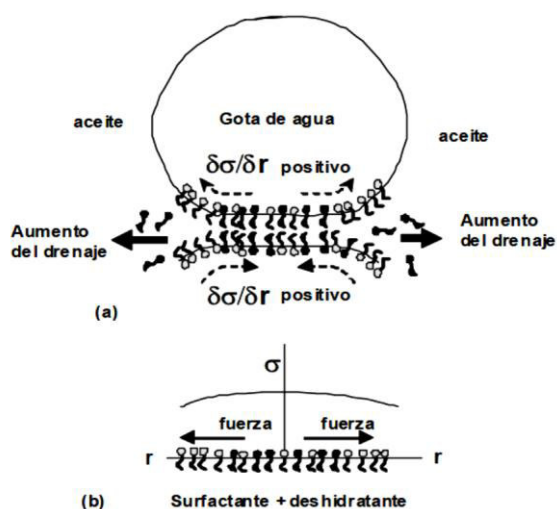
Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de demulsificantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, figura 30 (a), (b).

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los demulsificantes en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia. Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electrocinéticos como el efecto electroviscoso denominado “potencial de flujo” (fuerza opuesta al drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas). La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica (Salager 1987 b).

Fig. N° 30: (a) Esquema de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada.



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

Etapas 3. Coalescencia

La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas.

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra).

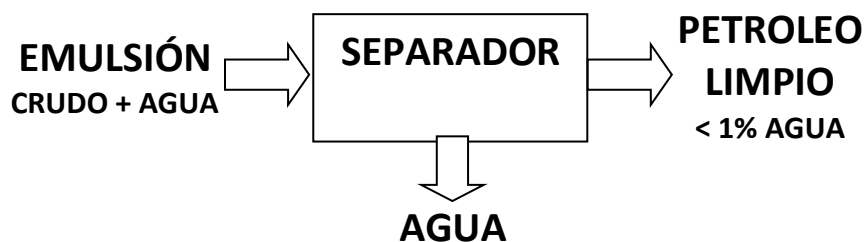
También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación (Vold y Groot 1962), fuerzas capilares con filtros coalescedores (Spielman y Goren 1962) o fuerzas electrostáticas (Cottrell y Speed 1911).

2.4.1.6 Tratamiento de Emulsiones

Tratar una emulsión significa someterla a algún proceso con el fin de separar la fase dispersa de la fase continua, es decir, romper la emulsión. Las emulsiones que se someten a tratamiento son generalmente las emulsiones estables, porque las emulsiones inestables, solo necesitan un determinado tiempo en reposo para que ocurra la separación de fases; aunque algunas veces el tiempo de reposo puede ser largo y debemos acelerar la separación mediante algún tratamiento.

En el tratamiento de emulsiones se busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, por ejemplo, venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa. El proceso de resolver una emulsión se lleva a cabo en dos etapas principales: floculación y coalescencia.

Fig. N° 31: Esquema básico del tratamiento de emulsiones.



Fuente: Elaboración Propia, 2014

La floculación es una etapa reversible de colisión entre las gotas de la fase dispersa que, por su carácter de reversibilidad no siempre conduce a la coalescencia. La velocidad de floculación es mayor cuando:

- Mayor es el contenido de agua de la emulsión (existen muchas gotas por unidad de volumen de emulsión).
- La temperatura de la emulsión es alta (la mayor temperatura aumenta la frecuencia de choques entre gotas).
- La viscosidad de la fase continua es baja (existe escasa resistencia del petróleo al movimiento de las gotas de agua que deben chocar).
- Se “excitan” por un medio externo los choques con campos eléctricos (veremos más adelante que este es el fundamento de los tratadores eléctricos).

La coalescencia es una etapa irreversible de crecimiento de la gota de agua hasta un tamaño que hace inestable la emulsión, con lo cual el agua se separa por decantación, esta es mayor cuando:

- La velocidad de floculación es alta.
- El film interfacial es muy débil o poco estable (los químicos de tratamiento contrarrestan el efecto de ciertos emulsionantes naturales).
- Se inactiva térmicamente la película interfacial por disolución de parafinas y/o asfaltenos sólidos.

El tiempo operativamente conocido como “tiempo de retención, decantación o residencia y demulsificación” puede requerir desde segundos hasta días.

Existe un tiempo teórico que se obtiene de dividir la capacidad del tanque de tratamiento por el caudal y existe también un tiempo real o efectivo. Esto se debe a que la emulsión (o cualquier otro fluido) sigue un camino de menor resistencia al flujo lo cual resulta en una modificación del tiempo de residencia “teórico”. La diferencia entre ambos tiempos depende del diseño interior del equipo de tratamiento, si este es deficiente entonces mayor será la diferencia.

La resolución de una emulsión requiere entonces tiempo para que transcurran la floculación, la coalescencia, y la completa separación de las dos fases. Este tiempo se ve afectado por la viscosidad de la fase continúa, la tensión superficial de las gotas y la temperatura. Cuando se incrementa la temperatura, disminuyen la tensión superficial, la viscosidad y el tiempo de coalescencia.

2.4.2 DEMULSIFICANTES

Los demulsificantes o demulsificantes son químicos formulados para romper las emulsiones que se forman entre el reservorio y el punto de venta de petróleo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico (30 a 50%) que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático (nafta aromática y alcoholes) para viajar por difusión y convección por la fase continua o externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante (surfactante hidrofílico) combina sus efectos con los del surfactante natural del crudo (surfactante lipofílico), obteniéndose una mezcla que produce una emulsión inestable (Salager 1987 b).

Entre los surfactantes (surface activity agent, agente activo de superficie o tensoactivo) más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehidas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteramianas y sus mezclas.

La selección y preparación del tipo de demulsificante debe coincidir con el tipo de equipo de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren demulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención

(15-60 minutos) requieren demulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del demulsificante inyectado en línea.

Cuadro N° 9: Características generales de los demulsificantes

| | |
|---------------------------|--|
| Aspecto General | Líquido ámbar o marrón oscuro |
| Gravedad Específica | 0.889 – 0.990 |
| Densidad | 0.79 - 0.99 gr/ cc |
| Punto de Inflamación PMCC | 40 - 161 °F |
| Solubilidad | 100 % solventes orgánicos, diesel, hidrocarburos |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

2.4.2.1 Evolución y tipos de demulsificantes

Cuadro N° 10: Historia del uso de deshidratantes.

| Período | Dosificación (ppm) | Tipo de química |
|------------|--------------------|--|
| 1920 | 1000 | Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonatos, aceite de castor sulfatado |
| 1930 | 1000 | Sulfonatos de petróleo, ésteres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos |
| Desde 1935 | 100 – 500 | Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y Alquifenoles |
| Desde 1950 | 100 | Copolímeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas palquifenol formaldehidos + EO/PO y modificaciones |
| Desde 1965 | 30 – 50 | Aminas oxialquiladas, poliaminas |
| Desde 1976 | 10 – 30 | Oxialquilados, resinas p-alquifenol formaldehidos cíclicas y modificaciones complejas |
| Desde 1986 | 5 – 20 | Poliesteraminas y sus mezclas |

Fuente: Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, N° 3, pp. 334-338.

Los primeros químicos fueron jabones, la primera patente fue concedida en Gran Bretaña a Tret-O-Lite en 1919 y contenía 80% oleato de sodio, estos primeros demulsificantes se empleaban en concentraciones superiores a 1000ppm.

En los '50 la teoría aceptada de la demulsificación química se apoyaba en alguno de los siguientes mecanismos:

- Que el químico reaccionaba con el agente emulsificante para dar un producto soluble en una sola de las fases.
- Que el químico tendía a formar una emulsión opuesta a la emulsión que se estaba tratando de romper.
- Que el químico neutralizaba las cargas eléctricas de las gotas dispersas.

Ya en los '60 se sabía que las emulsiones W/O pueden ser rotas agregando pequeñas cantidades de agentes surfactantes (tensoactivos) que parecen funcionar por adsorción en la interfase agua-petróleo, distribuyendo suficiente presión para desplazar la película de emulsionante natural con lo que se incrementa la tendencia de las gotas de agua a coalescer (unirse entre sí).

En los '80 el conocimiento de la demulsificación se centró en el estudio de la interfase en sus propiedades y la alteración por parte de los químicos; las bases y sus mezclas desarrolladas como demulsificantes permitían emplear satisfactoriamente dosis de 5 a 20 ppm. La viscosidad y la compresibilidad del film interfacial resultaron más relevantes que la tensión interfacial. Ya se conocía la importancia de los asfaltenos como estabilizadores de emulsiones.

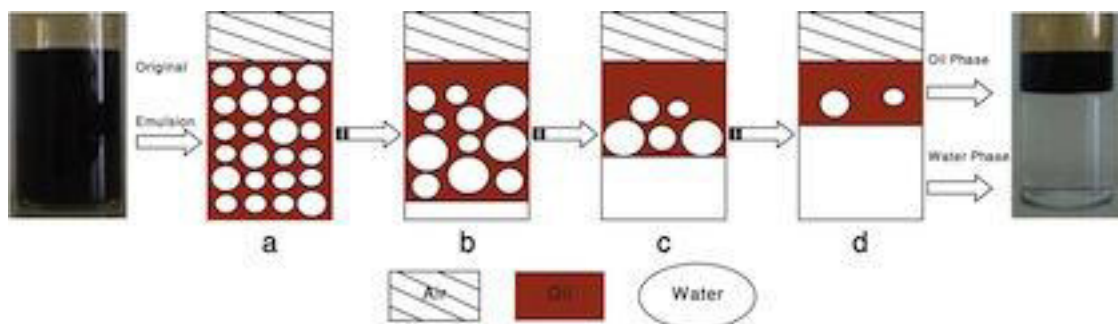
Los químicos demulsificantes actuales pueden ser eficientes a concentraciones de 10ppm y contienen ácidos grasos etoxilados, resinas fenol formaldehído y aminas alquiladas entre sus formulaciones.

2.4.2.2 Acción de la química deshidratante y demulsificante

Un demulsificante es un surfactante que actúa modificando las propiedades de la interfase agua – petróleo, estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de SAD=0, siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante. Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico (surfactante

naturales en el crudo), se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable.

Fig. N° 32: Acción de la química deshidratante.



Fuente: www.emec.com.eg, 2014

Toda barrera de difusión que frene el transporte de la sustancia demulsificante a esa interfase hace más lento el proceso. La interfase puede estar compuesta por muchas especies: asfaltenos, parafinas, finos de la formación, incrustaciones y productos de corrosión, otros químicos de tratamiento, etc.; es decir, existen muchas interferencias para que entren en contacto las gotas de agua de la fase dispersa, y una de las funciones del químico demulsificante es eliminar esas interferencias, haciendo que estas migren desde la interfase hacia una de las fases, permitiendo la floculación y coalescencia de las gotas de agua. Cuando el pH de agua es bajo, con agua muy salina y alto contenido de asfaltenos en el crudo, la interfase W/O se hace rígida y más difícil de penetrar, que otra de petróleo parafinoso o con agua de baja salinidad.

Cuando el petróleo se encuentra a una temperatura por debajo de su punto de enturbiamiento existen parafinas insolubles en el seno del mismo que aumentan la viscosidad de la fase continua y por ende la barrera que debe atravesar el químico para llegar a la gota. Además, existen asociaciones de cargas eléctricas entre agua y petróleo en las interfaces que dificultan el tratamiento.

El tratamiento de las emulsiones con químicos es un arte más que una ciencia. El desempeño de un demulsificante es, por lo antes citado sensible al tipo de crudo, naturaleza química del agua, pH de la fase acuosa y, obviamente, temperatura de tratamiento.

2.4.3 PRUEBA DE BOTELLA

La selección de productos químicos para la deshidratación de crudos se realiza a través de pruebas de laboratorio conocidas como Prueba de botellas. Se denominan así debido al tipo de recipiente que se usan en estas pruebas, estas botellas son preferentemente peras graduadas de 100 cc. Las pruebas de botella ayudan a determinar cual sustancia química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere tomar una muestra de petróleo crudo, que debe reunir las siguientes características (University of Texas, 1990):

- Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

Para su ejecución se agrega la muestra representativa de petróleo crudo en varias botellas graduadas, en las que se agregarán las sustancias químicas demulsificantes en diferentes dosificaciones. Después que las pruebas son realizadas en Laboratorio y las mejores dos o tres sustancias químicas han sido seleccionadas, estas se evalúan en el sistema de tratamiento de campo a diferentes concentraciones, temperaturas de operación, tiempo de reposo, etc. La sustancia química deshidratante elegida será la que provea la mejor separación de la emulsión, agua decantada más limpia, a más baja temperatura, menor tiempo de residencia y más bajo costo por barril tratado.

Los demulsificantes deben ser dosificados en rangos que varían desde 10 a 1000 ppm en forma continua, en una relación determinada por pruebas de botella y/o de campo. Generalmente con un buen deshidratante se utiliza de 10 a 100 ppm, pero los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. Aunque el exceso de dosificación de demulsificante incrementa los costos de tratamiento, y puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W.

2.4.4 CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE DEMULSIFICANTES

Para la aplicación de sustancias químicas demulsificantes al petróleo crudo se debe tener presente lo siguiente:

- Se necesita agitación para que el demulsificante se pueda mezclar íntimamente con la emulsión, aunque la agitación no debe ser excesiva porque puede ocurrir que se presente la separación de fases y una nueva emulsificación.
- Si hay mucha agua libre es recomendable retirarla antes de agregar el demulsificante, porque como casi siempre éste es soluble en agua, cierta parte se puede disolver en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúa para ayudar a romper la emulsión.
- Mientras mayor sea el tiempo de agitación mayor podrá ser el grado de emulsificación y por tanto, para emulsiones muy duras una forma de acelerar la separación de fases será agregando el demulsificante tan pronto como se pueda.
- A mayor temperatura el efecto del demulsificante será mejor. En los lotes de producción, la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador; mientras que, en los tanques de almacenamiento la temperatura disminuye desde la tapa hasta los fondos.
- La cantidad de químico que se debe agregar depende principalmente del tipo de emulsión y la mejor manera de determinarla es mediante ensayos piloto en laboratorio (Prueba de Botella).
- El equipo de inyección es una bomba pequeña que puede ser operada por gas o presión, aire o eléctricamente; la bomba está conectada al depósito del químico de donde lo succiona y lo descarga a la presión requerida para poderlo inyectar a la línea de la emulsión. La velocidad de inyección se puede ajustar para inyectar la cantidad adecuada y así, evitar el desperdicio del producto, lo cual es importante ya que es bastante costoso.

2.4.5 VENTAJAS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

Tiene bajo costo de instalación y operación, es un proceso y equipo sencillos, es versátil y se puede aplicar a procesos en grande y pequeña escala; la cantidad y la calidad del crudo no se alteran, es de separación rápida y efectiva.

2.5 EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO

La velocidad de la separación de las fases dispersa y continua esta expresada, en una primera aproximación, por la ecuación de Stokes, con la cual se hace el diseño mecánico de los equipos de tratamiento de emulsiones.

De los parámetros que intervienen en la ecuación de Stokes, la viscosidad del petróleo es el parámetro de mayor influencia debido a su gran sensibilidad con la temperatura, por ejemplo un crudo tiene una viscosidad de 5.000 cPoise a 100°F y 100cPoise a 200°F. Esta brusca disminución de la viscosidad con la temperatura no es el caso para las diferencias de densidades. Puesto que los coeficientes de expansión térmica son muy semejantes para agua y petróleo, las curvas son casi paralelas aunque puede existir una temperatura a la cual ambas densidades se crucen ($d_2 - d_1 = 0$), donde la decantación es nula.

Aunque puede existir cierto predominio de tamaño de gota en una emulsión (distribución gaussiana) el mismo no es uniforme. Entre las simplificaciones que aceptamos al plantear la ecuación de Stokes, existen dos que son sumamente importantes:

- Se aplica a partículas de forma esférica.
- Se asume que sedimenta un solo tamaño de gota en el tanque.

Como ya se vio en el punto 2.3.6 de este trabajo, una aproximación más ajustada para gotas de agua dispersas en petróleo fue propuesta por Rybczynski – Hadamard. Sigue observándose, en la ecuación de Rybczynski – Hadamard al igual que en la ecuación de Stokes, que las propiedades más importantes del fenómeno de sedimentación son la diferencia de densidad entre fases y la viscosidad de la fase continua.

Aunque es poco frecuente que la viscosidad del agua sea mucho mayor que la viscosidad del crudo, en tal caso la ecuación de Rybczynski – Hadamard se transforma en la ecuación de Stokes. En la mayoría de los casos, la viscosidad del crudo es mayor que la del agua y puede ser 50 % mayor que para una partícula esférica.

Todos los equipos de Tratamiento de Crudos se diseñan, en base a las propiedades de los fluidos a tratar y a los parámetros operativos que un tratamiento eficiente requiere. En general, durante el diseño no se considera la necesidad, el tipo y la concentración de los químicos que será necesario incorporar para incrementar la eficiencia de los procesos.

El mayor inconveniente con el que tropieza el operador de la Planta de Tratamiento de Crudos (PTC) es la variación temporal y espacial de la carga a la PTC. Generalmente, una vez puesta en marcha la PTC la variación de los fluidos (otros horizontes y diferentes fluidos), de los sistemas de producción / extracción y la llegada de químicos de tratamiento de pozos, atentan contra la normal operación de la PTC.

Una vez diseñada, construida y montada no hay mucho margen para cambiar condiciones operativas, el primer gran inconveniente surge cuando se supera la capacidad de tratamiento de diseño, entonces deben reducirse los tiempos de residencia. El segundo gran inconveniente es el incremento del porcentaje de agua en la carga de entrada. Y estas modificaciones van a tener una gran influencia en la calidad del crudo tratado en la corriente de salida.

2.5.1 SEPARADORES GAS-LÍQUIDO

Los separadores pueden ser verticales u horizontales y bifásicos o trifásicos, sirven para separar el agua y el gas asociado al crudo que proviene desde los pozos de producción. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas y petróleo en las estaciones. Se identifican cuatro secciones de separación:

- Separación primaria: Comprende la entrada de la mezcla crudo-agua-gas.
- Separación secundaria: Está representada por la etapa de separación máxima de líquido por efecto de gravedad.
- Extracción de neblina: Consiste en la separación de las gotas de líquido que aún contiene el gas.

- Acumulación de líquido: Está constituida por la parte inferior del separador que actúa como colector, posee control de nivel mediante un flotador para manejar volúmenes de líquidos obtenidos durante la operación.

Los separadores verticales operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo menor de 500 pie³/barril, mientras que los separadores horizontales poseen mayor área superficial y tienen controladores de espumas.

Fig. N° 33: Separador Bifásico Vertical.

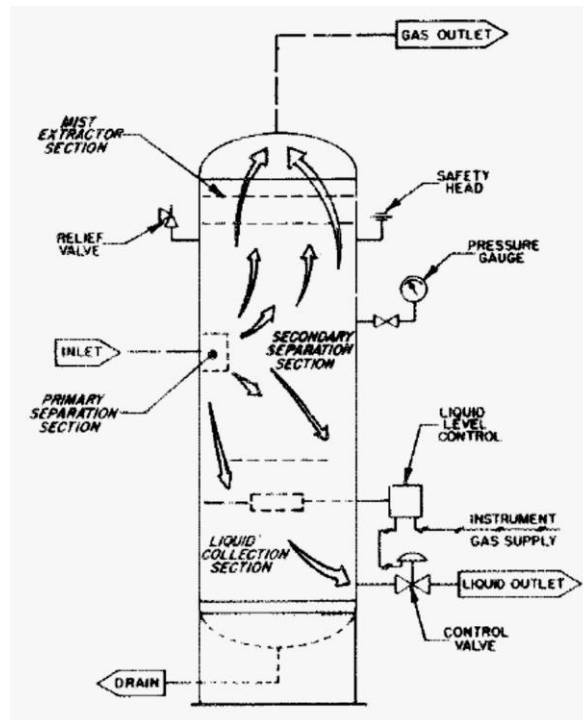
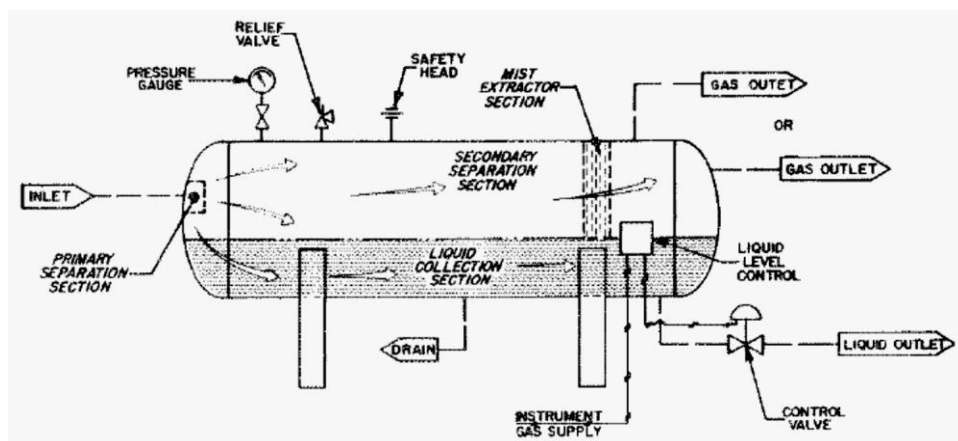


Fig. N° 34: Separador Bifásico Horizontal.



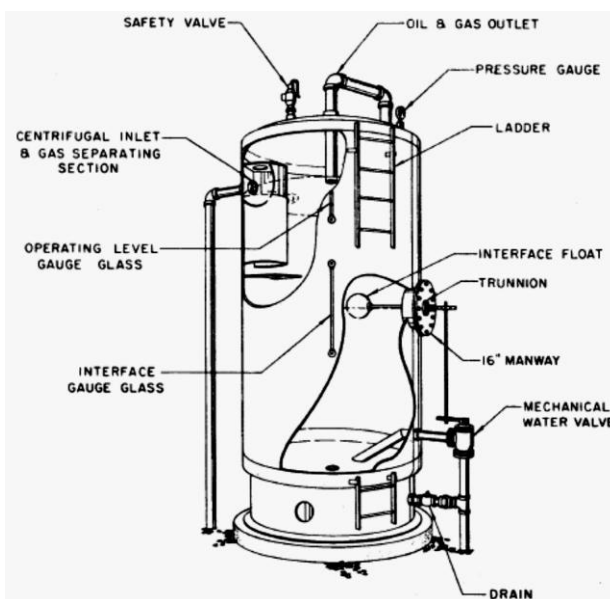
Fuente: Specification for Oil and Gas Separator, API 12J, 7th Edition

2.5.2 SEPARADORES GRAVITACIONALES

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques sedimentadores, eliminadores de agua libre (EAL) ó Free Water Knockout (FWKO). Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5-20 minutos, figura 19. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que solo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua en 1°F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo en 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Fig. N° 35: Vertical Free Water Knockout, FWKO.



Fuente: Oil and Gas Separation Design Manual, Richard Sivalis, 1987

2.5.3 COALESCEDORES ELECTROESTÁTICOS

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, figura 21. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “Sección de calentamiento”. La segunda sección es llamada “Sección central o control de nivel” y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “Sección de coalescencia o asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio. Un tratador electrostático tiene, en la sección de coalescencia una sección con electrodos que generan un campo electrostático de CA o CC el cual promueve la coalescencia de las gotas de agua. En el interior de un campo de alto voltaje una gota aislada se transforma en un dipolo inducido (partículas con cargas positivas y negativas orientadas). Dos gotas atraídas por el dipolo (las cargas opuestas se atraen), coalescen entre si y crecen.

Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kiloVoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6,5 cp se asienta a una velocidad de 0,07 ft/hr.

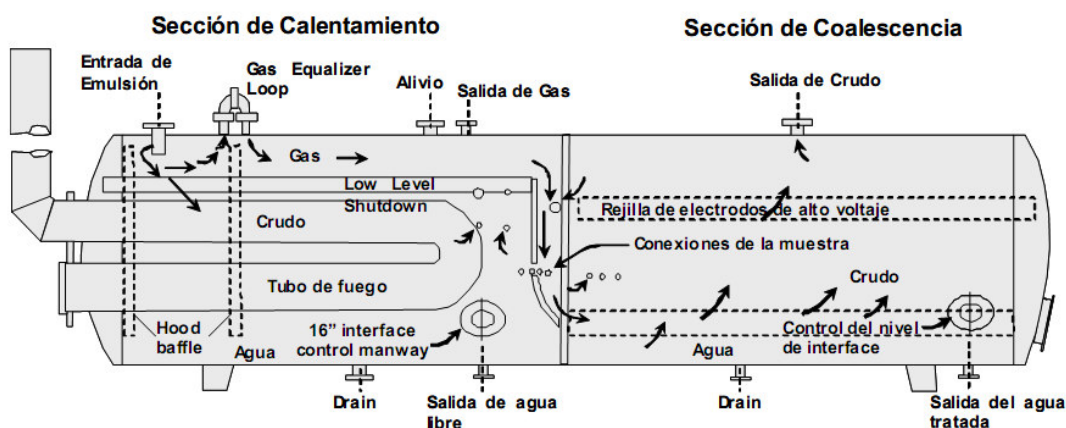
Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción (Guzmán et al., 1996). Las emulsiones pueden romperse a menor temperatura que en los tanques tratadores-calentadores, en consecuencia provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.

- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Fig. N° 36: Deshidratador electrostático.



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

2.5.4 TRATADORES - CALENTADORES

Los tratadores calentadores (Heater Treater, HT) pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de

baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de fuego de tipo vertical.

El diseño normal de un calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

- Desgasificado de la emulsión de entrada
- Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento
- Lavado con agua y calentamiento de la emulsión
- Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre, debe usarse un separador EAL o FWKO.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego es direccionada hacia la parte de abajo del equipo para la separación del agua libre y la arena. Después, la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente, a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia. Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación
- Bloquear la transferencia de calor, ocasionando finalmente el colapso del equipo de calentamiento
- Interferir en los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas
- Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la deposición de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psia por arriba de la presión de operación del calentador, removiendo

los sedimentos para su posterior drenado por la parte inferior del recipiente. Otra alternativa es usar inhibidores de corrosión.

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del demulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

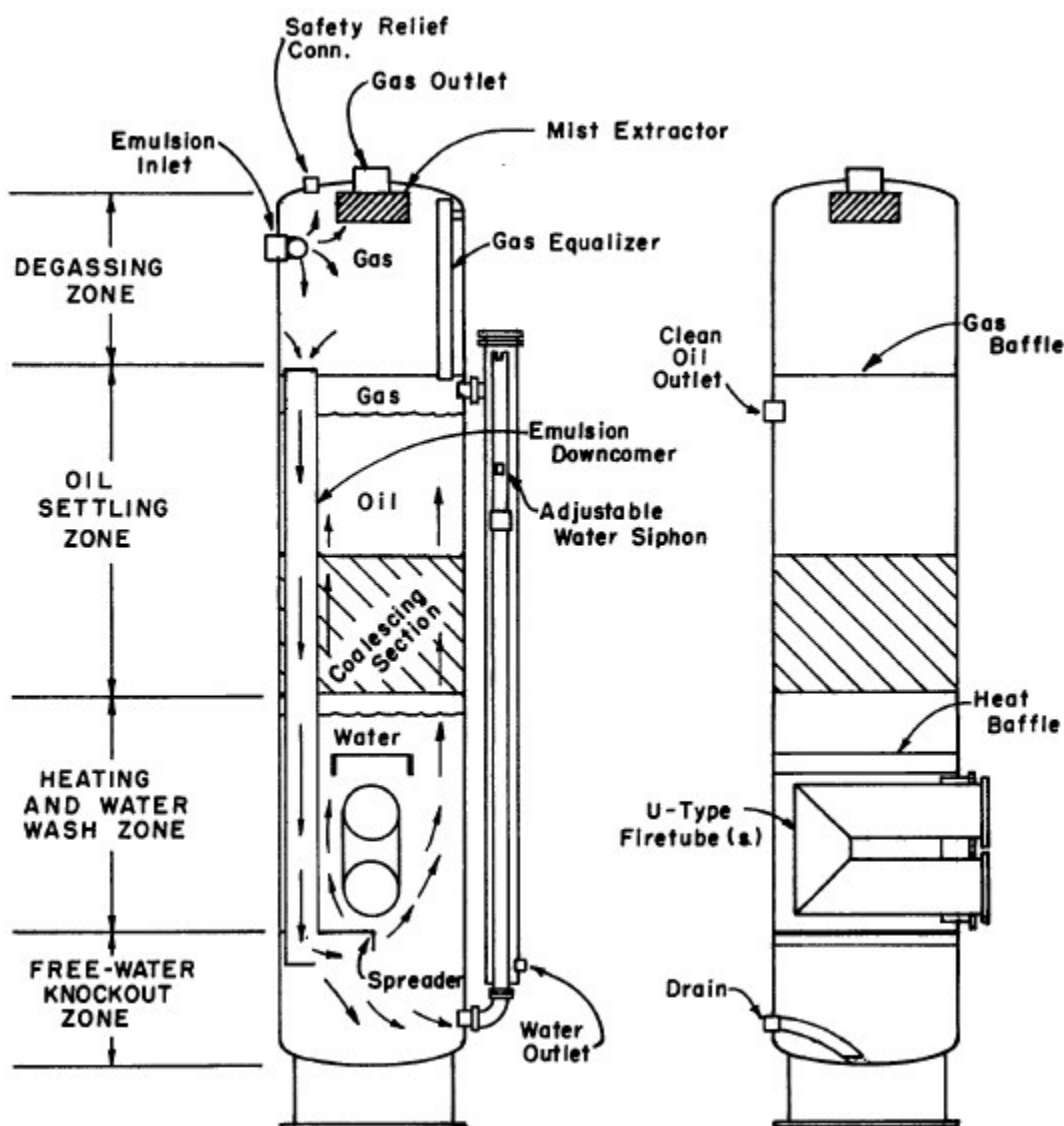
- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

Los HT suelen instalarse aguas debajo de separadores y FWKO, tienen tiempos de residencia de 3 a 5 minutos y son horizontales o verticales. En un HT, vertical por ejemplo, la emulsión ingresa por la parte superior y viaja en caída vertical por un tubo hasta el dispensor que se aloja debajo de la línea del tubo de fuego. La sección inferior

obra de tanque FWKO (Free Water Knock Out) de pequeño volumen, la emulsión asciende a través de la sección de coalescencia. Por la cabeza se elimina el gas liberado y se encuentra el rebalse de crudo tratado. Los HT de diseño avanzado incorporan una sección coalescedora para acelerar el proceso. Un coalescedor es un medio mecánico (mallas o placas) que provoca la asociación entre gotas y su crecimiento dentro de la fase continua.

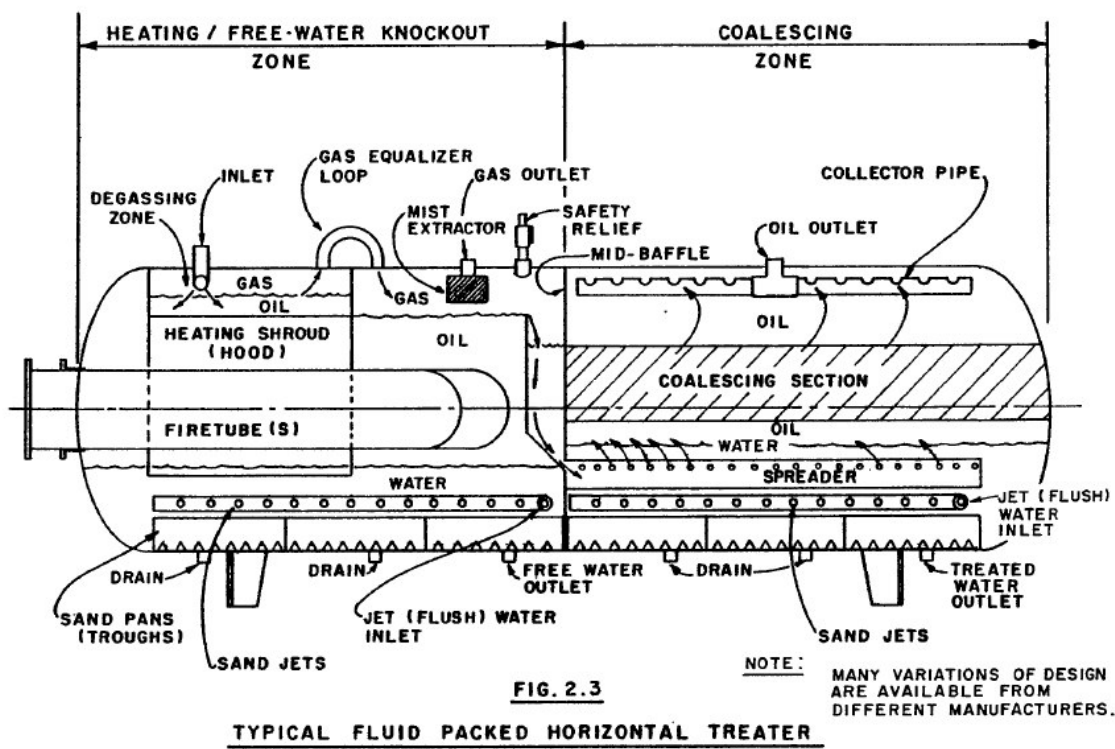
Un HT reúne en un solo equipo los siguientes elementos: una zona de separación gas – petróleo, una de separadores de agua libre (FWKO), un calentador, un tanque lavador, una sección filtrante, otra de estabilización y una decantadora.

Fig. N° 37: Tratador Vertical.



Fuente: Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treater, API 12L, 4th Edition

Fig. N° 38: Tratador Horizontal.



Fuente: Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treater, API 12L, 4th Edition

2.5.5 TANQUES DE LAVADO

Los tanques de lavado (Wash Tank o Gunbarrel) son recipientes diseñados para tratar emulsiones o un fluido multifásico a una presión cercana a la atmosférica; en la industria petrolera se utilizan para completar el proceso de deshidratación del crudo dinámicamente, es decir, para separar el agua del crudo en forma continua.

Por lo general, antes de entrar a un tanque de lavado, las emulsiones son sometidas a un proceso de separación gas - líquido en separadores convencionales. Durante este proceso se libera la mayor parte del gas en solución. Esto permite que la cantidad de gas que se libera en un tanque de lavado sea relativamente pequeña. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación o bota en el tope, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo, dado que el gas disuelto en la emulsión atenta contra la eficiencia del proceso de deshidratación por gravedad diferencial; porque las burbujas de gas al liberarse "frenan" la decantación libre, para evitar esto se incorpora la bota en la entrada.

El agua contenida en el crudo se puede separar en el tanque de lavado mediante gravedad o asentamiento. Sin embargo, cuando el agua y el crudo forman emulsiones, es necesario comenzar su tratamiento antes de que ingresen al tanque de lavado. Esto se hace generalmente mediante el uso de calor y/o química demulsificante.

Seguidamente, la emulsión desciende por el tubo desgasificador central y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor o dispersor (spreader) en el fondo del tanque, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua.

El proceso del lavado del crudo consiste en pasar una emulsión a través de una sección acuosa ("colchón de agua") de menor salinidad que la del agua emulsionada, generalmente caliente para provocar la disolución de las gotas suspendidas en el crudo, luego por la fuerza de la gravedad y la diferencia de densidades, el agua se deposita en la parte inferior o el fondo del tanque. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende al nivel mas alto, pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.

Uno de los parámetros más importantes en el análisis de un tanque de lavado, es el tiempo de retención. Este se define como el tiempo que debe pasar la emulsión en el tanque, para que el petróleo y el agua se separen adecuadamente. Usualmente se requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 1 %. Los tiempos de retención varían entre 3 y 36 horas.

La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque Gunbarrel siguiendo una trayectoria forzada por medio de canales conformados por baffles internos o sistemas deflectores que permiten incrementar el tiempo de residencia o retención para alcanzar el grado de deshidratación requerido.

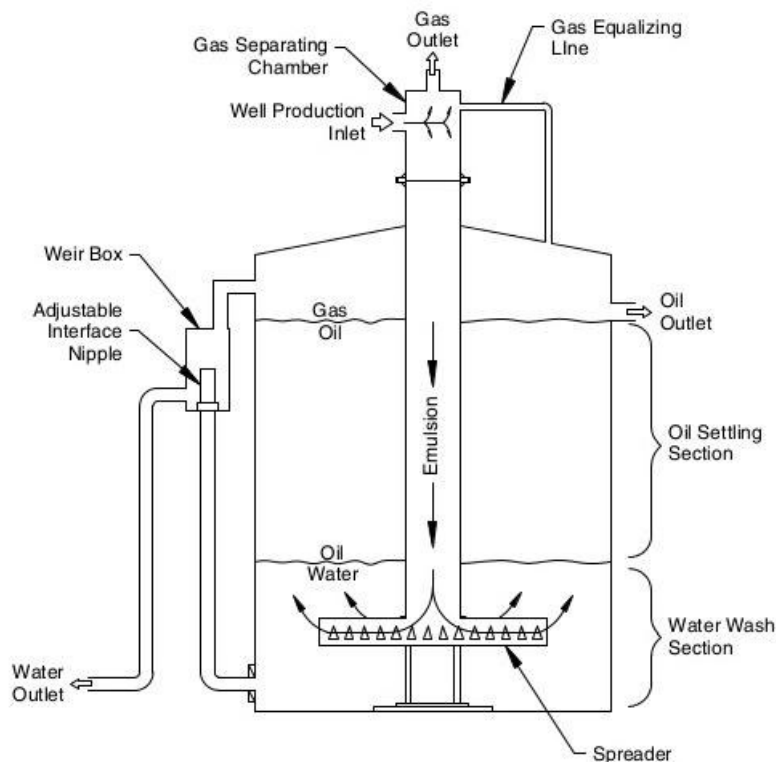
Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Además, la salinidad del colchón de agua debe ser controlada para que mantenga la

capacidad de dilución de agua salada, para ello debe alimentarse regularmente con agua dulce. En general, no tienen calentamiento aunque en zonas frías son aislados térmicamente del exterior cuando el fluido ingresa a cierta temperatura.

En general, un tanque de lavado está constituido por las siguientes partes:

- El cuerpo del tanque.
- Los sistemas deflectores
- La línea de alimentación
- El tubo conductor o separador
- El sistema de descarga de petróleo
- El sistema de descarga de agua
- El envase recolector de petróleo
- Los sistemas de control, medición y ventilación
- Sistemas de remoción de sedimentos y purga.

Fig. N° 39: Tanque de Lavado “Gunbarrel” con “Bota de Gas” interna.



Fuente: Surface Production Operations, Ken Arnold & Maurice Stewart, 2008.

2.6 FISCALIZACIÓN DE TANQUES

El proceso de fiscalización de un tanque para hidrocarburos involucra la determinación física de distintos parámetros con el fin de calcular el volumen de producto contenido en él. La correcta determinación de la cantidad de producto o volumen almacenado en un tanque posee una importancia económica considerable.

Los volúmenes que no son ajustados (corregidos) por efecto de la temperatura se denominan Volúmenes Observados (Observed Volumes), ya que ellos son registrados a la temperatura observada del producto en el tanque. Los volúmenes que han sido corregidos por la temperatura son denominados Volúmenes Estándar (Standard Volumes), ya que éstos son informados a la temperatura estándar, usualmente 60°F o 15°C. Para convertir volúmenes a temperatura observada en volúmenes a temperatura estándar, se usan los denominados “Factores de Corrección de Volumen” (VCF).

Los principales parámetros de la medición se dividen en Datos Primarios y Datos Secundarios.

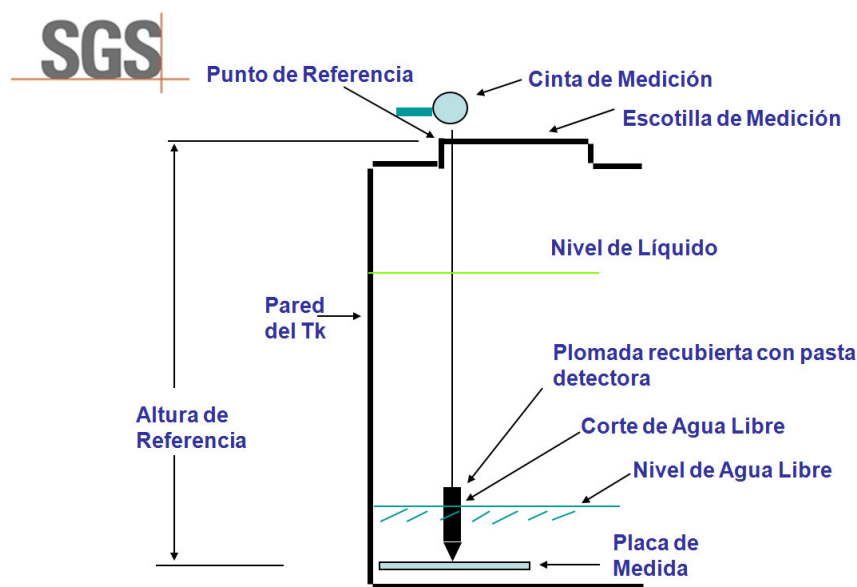
Datos Primarios:

- Nivel de Crudo
- Nivel de Agua Libre
- Temperatura del Líquido
- Muestras Representativas

Datos Secundarios:

- Calibración
- Tabla de Calibración
- Tablas de Medición/Conversión
- Análisis (°API/Densidad, % S+W)
- Condición de Líneas y Válvulas
- Rutinas de Cálculo

Fig. N° 40: Diagrama de medición en tanques de almacenamiento



Fuente: Medición Estática de Estanques de Tierra, SGS Oil, Gas & Chemicals, 2009.

2.6.1 TERMINOLOGÍA BÁSICA

a) Escotilla de Medición

Abertura situada en la parte superior del estanque desde la cual se efectúan las mediciones y el muestreo. (Gauge Hatch / Ullage Hatch).

b) Punto de Referencia

Es el punto, marcado sobre el borde de la escotilla de medición, que indica la posición desde la cual se deben tomar las medidas de nivel. (Reference Point).

c) Altura de Referencia

Distancia entre el Punto de Referencia y el fondo del tanque o Mesa de Medida. Esta distancia se determina cuando se calibra el estanque y debería estar indicada cerca de la escotilla de medición y en la Tabla de Calibración. (Reference Height / Gauge Height).

d) Altura de Referencia Observada

Es la distancia real entre el Punto de Referencia y el fondo del estanque, verificada en el momento de la medición.

e) Mesa o Placa de Medida

Placa metálica ubicada sobre o cerca del fondo del estanque, directamente bajo el Punto de Referencia. Esta placa provee una superficie de contacto fija desde la cual pueden realizarse las mediciones de nivel de líquido. (Datum Plate / Strike Point / Datum Point / Reference Plate).

f) Tabla de Calibración

Tabla (Tablas de Sonda o Ullage) que muestra la capacidad volumétrica de un estanque para distintos niveles de líquido medidos desde la Placa de Medida o Fondo del Tanque, o desde el Punto de Referencia.

g) Sonda o Altura de Líquido

Es el nivel de líquido en un estanque medido desde el fondo del Tanque o Placa de Medida hasta la superficie del líquido. (Innage / Dip).

h) Vacío o Ullage

Es la distancia entre la superficie del líquido en un Tanque y el Punto de Referencia situado en la escotilla del mismo. (Outage).

i) Zona Crítica

En un Tanque de techo flotante, es la distancia entre el punto donde los soportes del techo descansan completamente sobre el fondo del Tanque y el punto donde el techo flota libremente.

j) Corte

Es la línea de demarcación sobre la escala graduada de la cinta de medición hecha por el producto que está siendo medido.

k) Agua Libre

Es el agua presente en el Tanque que se encuentra separada del hidrocarburo, en el fondo del estanque.

l) Agua y Sedimento en Suspensión

Agua que se encuentra en emulsión y suspensión dentro del volumen de producto y sedimentos en suspensión. El sedimento es material no hidrocarbonado.

m) Volumen Total Observado (Total Observed Volume, TOV)

Es el volumen total medido de todos los líquidos/materiales presentes en el estanque, usualmente crudo o producto, agua libre y agua y sedimentos, a la temperatura observada.

n) Volumen Bruto Observado (Gross Observed Volume, GOV)

Es el volumen total de producto y S&W presente en el estanque, a la temperatura observada, excluyendo el agua libre (FW). Por lo tanto, es igual a la expresión:

$$\text{GOV} = \text{TOV} - \text{FW}$$

o) Volumen Bruto Estándar (Gross Standard Volume, GSV)

Es el volumen total de producto y S&W, excluyendo al agua libre, corregido por un “factor de corrección de volumen, VCF”, a la temperatura estándar de 60°F o 15°C.

$$\text{GSV} = \text{GOV} \times \text{VCF}$$

p) Volumen Neto Estándar (Net Standard Volume, NSV)

Es el volumen total de petróleo crudo, sin agua libre (FW) ni agua y sedimentos en suspensión (S&W), a la temperatura estándar.

$$\text{NSV} = \text{GSV} - \text{S\&W}$$

q) Volumen Total Calculado (Total Calculated Volume, TCV)

Es la suma del Volumen Bruto Estándar (GSV) y del Agua Libre (FW). Este volumen se emplea en el análisis de diferencias y el control de mermas (loss control) para comparar volúmenes transferidos.

$$\text{TCV} = \text{GSV} + \text{FW}$$

2.6.2 NIVEL DEL PETRÓLEO

La medición del nivel de petróleo crudo se realiza en los tanques de almacenamiento de acuerdo a la norma API 3.1A, se utiliza una cinta de medición con plomada que se introduce en el punto de referencia del tanque para determinar el nivel del petróleo crudo. El crudo se impregna en la cinta de medición indicando el nivel que alcanza.

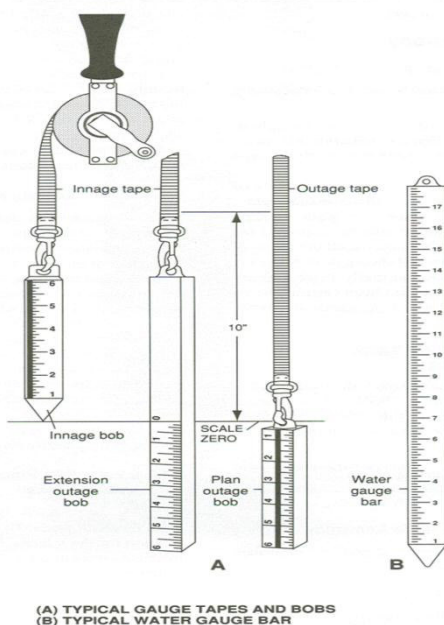
Usualmente se utilizan 2 métodos:

- Medición de Sonda (Innage)
- Medición de Vacío o Ullage (Outage)

Los principales factores que afectan la Exactitud de la Medida son los siguientes:

- Viscosidad / Densidad del HC
- Adherencia de HC parafínicos
- Tiempo de inmersión
- Diseño del estanque
- Lodo y Sedimentos del fondo
- Inclinação del estanque
- Distorsión de la interface
- Emulsiones

Fig. N° 41: Cintas de Sonda y Ullage



Fuente: MPMS API 3.1^a

2.6.3 NIVEL DE AGUA LIBRE

La determinación del nivel de agua libre situada en el fondo de los estanques de almacenamiento de hidrocarburos generalmente resulta ser una de las mediciones más complejas y difíciles, en términos de su precisión y exactitud.

Usualmente se utilizan 2 métodos:

- Cinta con Plomada o Regleta y Pasta Indicadora
- Detector Electrónico de Interface.

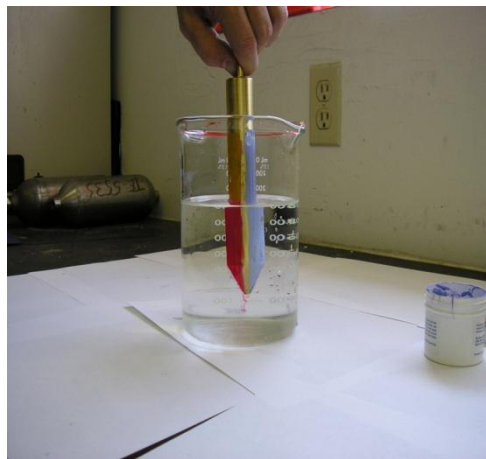
a) Cinta con Plomada o Regleta y Pasta Indicadora

Se utiliza la cinta de medición con plomada, y se aplica una pasta indicadora que detecta el agua, mediante el cambio de coloración. Los procedimientos de medición se realizan de acuerdo a la norma API 3.1A.

La Pasta Indicadora o pasta de detección debe tener las siguientes características:

- Claridad del cambio de color
- Capacidad de “despojarse” del producto
- Vida útil
- Facilidad de aplicación
- Suficientemente densa para no escurrirse durante su recorrido a través del producto.

Fig. N° 42: Pasta indicadora cambia de color al contacto con el agua



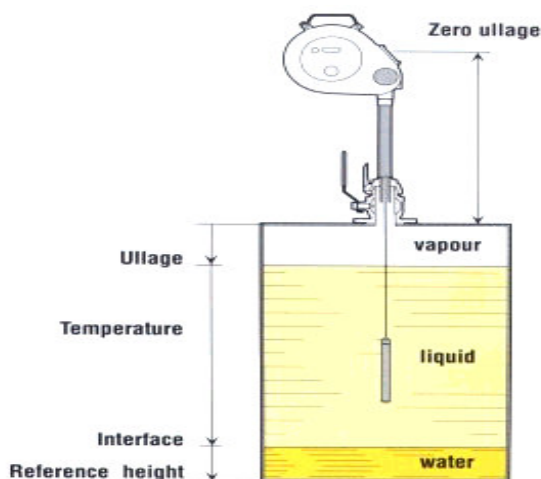
Fuente: Elaboración Propia, 2004

b) Detector electrónico de interface

Son dispositivos electrónicos intrínsecamente seguros, especialmente diseñados para hacer mediciones de vacío o ullage, temperatura y detectar agua en hidrocarburos. Poseen una sonda provista de un sensor ultrasónico y una celda de conductividad. Emite un tono continuo audible en líquido no conductor (HC), y un sonido intermitente

al detectar agua. No discrimina entre emulsión y agua libre. Se recomienda usar pasta detectora como medida de verificación.

Fig. N° 43: Detector electrónico o UTI (Ullage, Temperature, Interface)



Fuente: Medición de Temperatura Oil, Gas & Chemicals, SGS

2.6.4 TEMPERATURA DEL PETRÓLEO

La determinación de la temperatura promedio de un hidrocarburo líquido es necesaria para convertir los volúmenes a temperatura observada en volúmenes a temperatura estándar o de referencia (60°F o 15°C), mediante el uso de factores de corrección de volumen. Para obtener un factor de corrección de volumen, es necesario conocer la temperatura observada y la Densidad o Gravedad API a la temperatura estándar o de referencia. En relación a los otros parámetros de medición, la exactitud en la medición de la temperatura ejerce una mayor influencia en la exactitud total del proceso de medición y determinación de la cantidad o volumen de crudo. Debido a que los productos de petróleo son comercializados en base al volumen a temperatura estándar, un error en la medición de temperatura tendrá como resultado un error en el volumen. Por ejemplo, un error de 5°F en la temperatura inicial o final de un tanque de 250.000 Bbls (40.000 m³) de un petróleo crudo de densidad promedio (35,0 °API), resultará en un error de 600 Bbls (95 m³), lo cual representa un valor aproximado de US\$ 60.000 a los precios actuales del crudo. En esta situación, incluso un error de 1°F podría significar un costo de US\$ 12.000.

Cuadro N° 11: Efecto de un Error de 1° en la Medición de Temperatura Sobre el Volumen Estándar equivalente en altura.

| Densidad a 15°C | mm/metro |
|-----------------|----------|
| 500 | 3 |
| 600 | 2 |
| 700 | 1,2 |
| 800 | 1 |
| 900 | 0,7 |

Fuente: Determinación de Temperatura, SGS TechTalk N° 19

Básicamente, son dos los tipos de termómetros que se emplean normalmente para determinar la temperatura de hidrocarburos líquidos contenidos en tanques de almacenamiento, ya sean tanques de tierra o de buques. Estos son:

- Termómetro de Mercurio-en-Vidrio (Termómetro de Cubeta o Copa)
- Termómetro Electrónico Portátil (PET)

Las Normas API que establecen los requisitos y procedimientos de uso de estos termómetros son los Capítulos 7.1 y 7.3, respectivamente, del Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS API). Aún cuando estos dos tipos de termómetros difieren considerablemente en su construcción, el empleo de cada uno responde a criterios y objetivos de medición comunes. Independientemente del tipo de termómetro que se use, para ambos existen requerimientos en relación a:

- Especificaciones de exactitud
- Calibración y/o contrastación (verificación)
- Inspección en terreno
- Tiempo de inmersión necesario para alcanzar la temperatura de equilibrio
- Número de lecturas (o niveles de medición) a realizar en un tanque, requerimiento que depende del nivel o cantidad de líquido almacenado y no del tipo de termómetro usado.

Además de estar seguros de que cada temperatura sea medida correctamente, es igualmente importante estar seguro de que usted toma el número requerido de temperaturas dentro de un tanque, debido a que en muchos tanques la temperatura

cambia con la profundidad del líquido. Aunque este fenómeno es mucho más común en productos calefaccionados, tales como Fuel Oil y petróleos crudos pesados, también puede ocurrir en productos livianos y, particularmente, en tanques de buques.

El número mínimo de mediciones de temperatura en un tanque de líquido no depende del tipo de termómetro empleado, sino de la altura y/o cantidad del líquido contenido en el tanque, según se indica a continuación:

- Una (1) sola temperatura en el punto medio de la columna de líquido se requiere para Tanques con una altura de líquido de 10 pies (3 m) o menos, Tanques con una capacidad menor a 5000 Bbls (800 m³).
- Tres (3) lecturas de temperatura, en los puntos medios de los niveles Superior, Medio e Inferior, se requiere para Tanques con más de 10 pies (3 m) de altura de líquido.

Cuando se detectan diferencias de temperaturas mayores a 5°F entre distintos niveles, deberían tomarse lecturas adicionales. El número de lecturas adicionales puede variar dependiendo del diferencial de temperatura. Sin embargo, las lecturas deben ser espaciadas igualitariamente y promediadas. Diferencias significativas de temperatura deben ser informadas sin demora a las partes interesadas, ya que esto es señal de la existencia de material no-homogéneo estratificado dentro del tanque.

a) Termómetro de Mercurio-en-Vidrio (Termómetro de Cubeta o Copa)

Cada termómetro requiere ser calibrado o contrastado antes de su primera puesta en servicio y luego una vez al año, a lo menos. El termómetro en cuestión debe ser comparado con un termómetro certificado y traceable hasta un organismo de metrología acreditado (el National Institute of Standards and Technology, NIST, en el caso de Estados Unidos). La comparación debe realizarse a tres o más niveles de temperatura, tales como 32°F, 100°F y 180°F. Una de estos niveles debe corresponder al rango de temperatura en el cual se usa normalmente el instrumento. El termómetro debe cumplir con los límites de exactitud indicados en la tabla anterior, para todos los niveles de temperatura verificados.

Cuadro N° 12: Requerimientos de exactitud para los termómetros de mercurio ASTM.

| Termómetro | Rango | Exactitud |
|------------|----------------|-----------|
| 58F-80 | -30°F a +120°F | +/- 0,5°F |
| 97F-80 | 0°F a 120°F | +/- 0,5°F |
| 59F-80 | 0°F a 180°F | +/- 0,5°F |
| 98F-80 | 60°F a 180°F | +/- 0,5°F |
| 60F-80 | 170°F a 500°F | +/- 1,0°F |

Fuente: MPMS API 7.1

La inspección de terreno consiste en verificar visualmente que el capilar de vidrio no esté dañado y que la columna de mercurio no presente separación. Un termómetro cuya columna de mercurio presente una separación no debe ser usado. Si la columna logra ser re-integrada, el termómetro puede usarse siempre y cuando pase satisfactoriamente las pruebas de calibración o contrastación.

Cuando se mide la temperatura de un líquido en un tanque, el termómetro de mercurio debe permanecer inmerso en el líquido el tiempo suficiente para alcanzar el equilibrio térmico con el material que está siendo medido. Como puede verse en el cuadro N° 13, los tiempos de inmersión para productos pesados de alta densidad (bajo API) es considerable. Desde un punto de vista práctico, este tipo de termómetros generalmente se usa sólo para productos livianos.

Cuadro N° 13: Tiempos de inmersión recomendados, según la norma MPMS API 7.1.

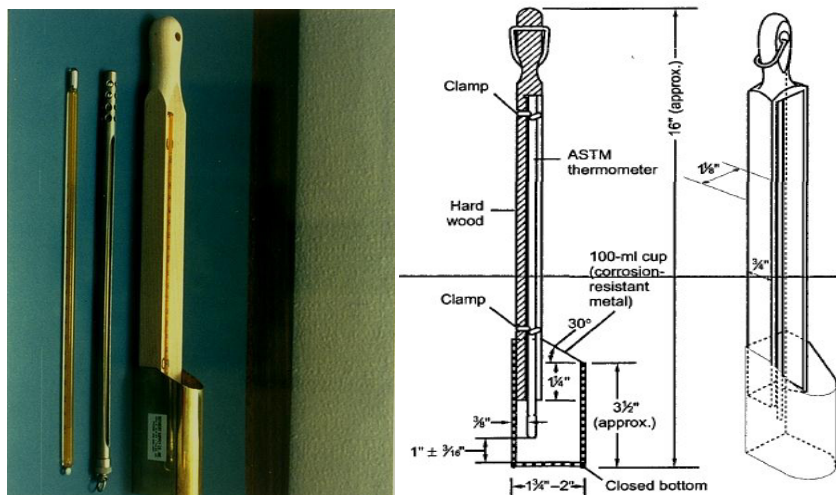
| Gravedad API 60F | Tiempo de Inmersión (minutos) | |
|---------------------|-------------------------------|--------------|
| | En Movimiento | Estacionario |
| > 50 | 5 | 10 |
| 40 a 49 | 5 | 15 |
| 30 a 39 | 12 | 25 |
| 20 a 29 | 20 | 45 |
| < 20 | 45 | 80 |

Fuente: MPMS API 7.1

Para medir la temperatura de tanques, los termómetros de mercurio-en-vidrio se insertan en un porta-termómetro especialmente diseñado. El más común de estos ensambles es el denominado termómetro de copa (cup-case), el cual posee un

recipiente en su base para permitir que una porción de líquido permanezca en contacto con el bulbo del termómetro cuando el instrumento es retirado del tanque.

Fig. N° 44: Termómetro de Copa



Fuente: Medición de Temperatura Oil, Gas & Chemicals, SGS

b) Termómetro Electrónico Portátil (PET)

El punto más importante a recordar cuando se usa un termómetro electrónico portátil (PET) no está directamente relacionado a la determinación de la temperatura. Siempre se debe conectar a tierra el instrumento antes de abrir la escotilla de medición.

Los requerimientos de exactitud para los PETs dependen del rango de operación. Cuando se opera en un rango de 0°F a 200°F, la exactitud requerida es de +/- 0,5°F. Sobre 200°F la exactitud requerida es +/- 0,6°F.

Antes de su uso inicial y al menos una vez al año, cada PET debe ser sometido a una calibración o contrastación, comparándolo a tres o más temperaturas con un termómetro de exactitud certificada y traceable.

Adicionalmente, una inspección de terreno debe ser realizada antes de cada uso o una vez al día, lo que sea menos frecuente. El instrumento debe ser verificado comparando su lectura contra la de un termómetro ASTM de mercurio-en-vidrio, en un recipiente con líquido a temperatura ambiente (puede ser agua). Si las lecturas difieren en más de 1°F, el PET debe ser sometido a un proceso de calibración o contrastación normal.

Para los PETs se recomienda, además, realizar una verificación mensual a dos o más temperaturas, cercanas a los extremos de su rango de medición, comparándolo con un termómetro certificado o de trazabilidad conocida. Si los requerimientos de exactitud no se cumplen, el instrumento debe ser re-estandarizado (re-calibrado). Adicionalmente, se deben inspeccionar las conexiones entre el cable y el cuerpo del instrumento, por posibles daños, así como el estado del cable en toda su longitud (cortes u otros daños).

Una de las mayores ventajas que tiene un termómetro electrónico sobre uno de mercurio-en-vidrio es que el tiempo de inmersión necesario para alcanzar el equilibrio térmico es considerablemente más corto, como se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro N° 14: tiempos de inmersión recomendados, según la norma MPMS API 7.3.

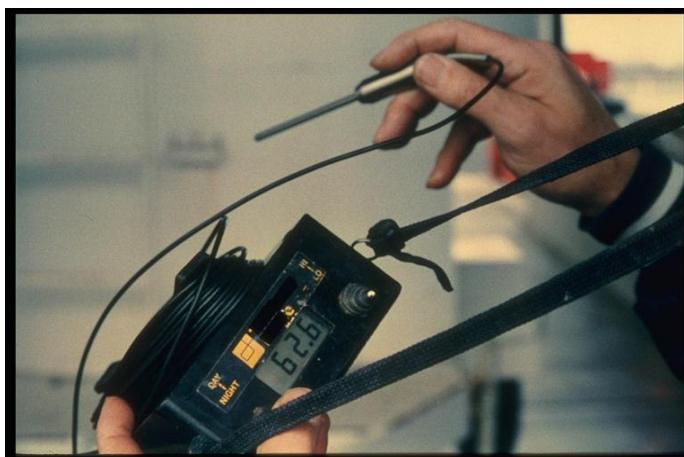
| Gravedad API 60F | Tiempo de Inmersión | |
|---------------------|---------------------|--------------|
| | En Movimiento | Estacionario |
| > 40 | 30 seg | 5 min |
| 20 a 40 | 45 seg | 30 min |
| < 20 | 75 seg | 30 min |

Fuente: MPMS API 7.3

Nota 1: se considera que el termómetro ha alcanzado la estabilidad, con un sensor en movimiento, si la lectura no varía más de 0,2°F (0,1°C) por 30 segundos.

Nota 2: el movimiento consiste en elevar y bajar el sensor 1 pie (30 cm) sobre y bajo la profundidad deseada.

Fig. N° 45: Termómetro Electrónico Portátil (PET)



Fuente: Medición de Temperatura Oil, Gas & Chemicals, SGS

2.6.5 MUESTREO MANUAL

El concepto de muestreo es el de tomar una pequeña parte del producto que sea representativa de una porción mucho mayor. Por lo general la cantidad de la muestra que se toma es sólo una muy pequeña fracción del volumen total. Por lo tanto, no se debe subestimar la importancia del cuidado y diligencia al tomar las muestras. Ni el más sofisticado equipo de laboratorio puede compensar por una muestra que no tenga la suficiente representatividad.

Las muestras de crudo y de productos de petróleo se toman para determinar propiedades físicas (tales como Gravedad API y S+W), componentes químicos (como azufre y benceno) y para verificar el cumplimiento con las especificaciones de calidad requeridas en contratos de venta. Las muestras también se pueden tomar para asegurar que el producto no está siendo contaminado durante la transferencia. La técnica de muestreo es importante debido a que los productos químicos y de petróleo pueden no ser homogéneos y pueden contener impurezas. Los métodos de muestreo han sido diseñados para tomar una muestra del material en el estanque, o que fluye por una tubería, que es representativa del total. Hay muchas condiciones que pueden hacer que una muestra no sea representativa, como la estratificación resultante de la temperatura, densidad, diseño del tanque u otras diferencias en la composición del producto. Si estas diferencias son extremas puede ser imposible obtener una muestra representativa.

Se utilizan una diversidad de equipos para la toma de muestras manuales. El equipo con el que uno debería estar familiarizado incluye:

- Cuerda de fibra natural o cadena
- Botellas de vidrio ámbar o transparente, botellas de plástico y envases metálicos (usualmente con algún tipo de revestimiento interior).
- Portabotella de muestreo, muestreador de fondo, muestreador de nivel o de zona, muestreador de botella metálica.
- Tapas, tapas de flujo restringido, corchos o tapones.

El equipo de muestreo debe tener una mantención adecuada para poder obtener buenas muestras. El equipo, antes que nada, debe estar limpio. Algunas pruebas

analíticas miden impurezas hasta un nivel de ppm (partes por millón) e incluso ppb (partes por billón). Incluso una cantidad muy pequeña de residuo en una muestra puede tener como consecuencia que el resultado del análisis quede fuera de especificaciones. En especial las cuerdas de muestreo no deben tener residuos de materiales incompatibles. Por ejemplo, no tome una muestra de gasolina con una cuerda que ha sido utilizada para petróleo crudo o Fuel Oil. Los envases de las muestras no deben tener residuos de productos anteriores. Este es la principal desventaja del muestreador de botella metálica (beaker sampler o ladrón), ya que es difícil estar seguro si todos los residuos de muestras anteriores han sido eliminados.

Algunos envases no deben ser usados con ciertos productos. En general, los envases metálicos con revestimiento epóxico se prefieren para todas las pruebas, excepto para pruebas de metales. El envase debe ser enjuagado hasta tres veces con el producto que está siendo muestreado antes de tomar la muestra definitiva.

Los distintos tipos de muestras que se le pueden pedir son los siguientes:

a) Muestra de Todos los Niveles (All Levels)

Este tipo de muestra se extrae bajando el portabotellas con una botella tapada hasta el nivel de descarga del tanque (pero por sobre el nivel de agua libre), sacando el tapón con un tirón brusco de la cuerda y levantando la botella con velocidad uniforme de modo que se llene hasta $\frac{3}{4}$ de su capacidad, más o menos. Para el caso de productos livianos o estanques profundos puede ser necesario restringir la abertura para evitar el lleno total de la botella. No se debe verter producto antes de cerrar la botella. Si la botella se llena más de un 85% de su capacidad, se debe desechar toda la muestra y se debe repetir el muestreo.

No es tan fácil tomar las muestras de todos-los-niveles de manera correcta. Puede ser difícil sacar el corcho (o tapa) cuando el envase está en el fondo del estanque. Puede ocurrir que el operador coloque el corcho muy suelto, lo que hace que se salga de la botella antes de llegar al fondo, algo que puede pasar inadvertido y arruinar la muestra. Otro problema puede ocurrir si el operador no comienza a levantar la botella en cuanto saca el corcho. La muestra tendrá entonces mucho más líquido de la parte

inferior del tanque. Por todas estas y otras razones es que muchas veces no se recomienda una muestra de todos-los-niveles.

b) Muestra Corrida (Running Sample)

Esta se obtiene bajando una botella sin tapón o corcho hasta el nivel de descarga del tanque (pero sobre el nivel de agua libre), y levantándola nuevamente hasta la superficie con velocidad uniforme para que la botella esté llena en un 75% aproximadamente, al momento de emerger del líquido. La muestra debe salir 75 a 85% llena, si no se debe descartar. Una tapa o corcho con orificio, para restringir el flujo de líquido hacia el interior de la botella, se debe usar si la botella no se puede mover por el líquido lo suficientemente rápido para lograr este resultado.

c) Muestras Puntuales (Spot Samples)

Estas son aquellas que se toman desde una ubicación específica en un tanque (o desde una tubería). Las muestras puntuales se toman bajando una botella con tapa hasta el punto designado del tanque, quitando el tapón con un tirón fuerte y permitiendo que la botella se llene por completo antes de moverla desde aquel punto específico. Después de sacar la botella del estanque, se vierte producto de la botella de tal manera que quede un 75 - 80% llena antes de cerrarla. Las muestras puntuales se pueden tomar desde cualquier punto en el estanque, sin embargo los estándares API definen algunos puntos desde donde se toman habitualmente este tipo de muestras. Estos incluyen:

- Tope o Superficie (Top): Seis pulgadas bajo el nivel de la superficie del líquido
- Nivel Superior (Upper): Punto medio del tercio superior del líquido.
- Nivel Medio (Middle): Punto medio de la columna de líquido en el tanque.
- Nivel Inferior (Lower): El punto medio del tercio inferior del líquido.
- Fondo (Bottom): Muestra tomada desde la capa de líquido situada sobre la superficie del fondo del tanque, por lo general utilizando un muestreador de fondo.

d) Muestras Puntuales Compuestas

Las muestras de los niveles Superior, Medio e Inferior se pueden combinar en partes iguales para obtener una muestra compuesta de niveles. Otros tipos de compuestos,

como los compuestos de nave, no se deben hacer en terreno ya que no se pueden medir las proporciones con exactitud. Estos compuestos se hacen en el laboratorio.

e) Muestreo Manual de Tuberías

Este sistema no se recomienda ya que el muestreo automático es muy superior al manual. Cuando el muestreo manual es necesario, las muestras deben ser rotuladas correctamente con la hora exacta en que se tomó la muestra y un registro del flujo de bombeo para verificar la actividad de la línea al momento del muestreo.

f) Rotulación de Muestras

Todas las muestras tomadas se deben rotular con las etiquetas de información. Estas etiquetas se deben completar totalmente para identificar adecuadamente la muestra.

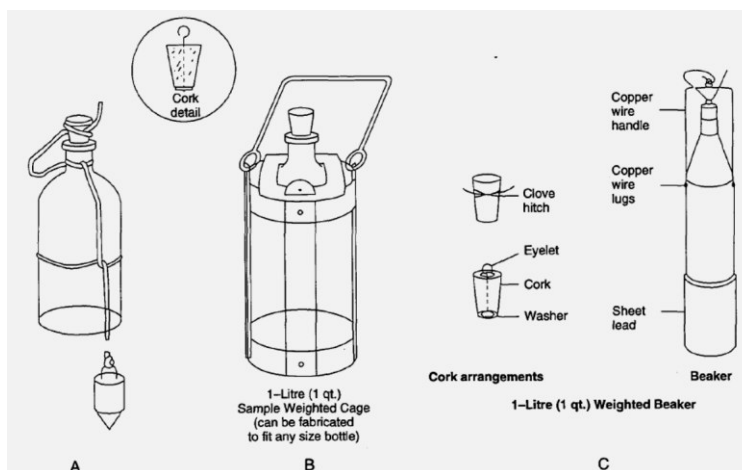
g) Manejo de Muestras

Las muestras deben estar bien cerradas para evitar la pérdida de líquido por evaporación o derrame y deben ser transportadas cuidadosamente con el fin de mantener su integridad.

h) Sellado de Muestras

En general, las muestras que se toman durante el desarrollo de una transferencia de custodia y, por sobretodo, aquellas que se entregan a terceros (como las muestras de origen puestas en una nave para su entrega a los destinatarios de una carga), se sellan (precintan) para prevenir su alteración.

Fig. N° 46: Muestreadores típicos de hidrocarburos



Fuente: MPMS API 8.1

2.6.6 CÁLCULO DE CANTIDADES

Los procedimientos descritos en la norma MPMS API 12.1.1 Cálculo de Cantidades de Petróleo Estático en Tanques, tienen como objetivo estandarizar los procedimientos de cálculo de tanques estáticos y sustentar un criterio uniforme para los cálculos de volumen y masa de crudo, productos del petróleo y petroquímicos contenidos en tanques. Este estándar especifica las ecuaciones, secuencias de cálculos, reglas para redondeo y niveles de discriminación que deben utilizarse en estos cálculos, a fin de que diferentes operadores puedan llegar a resultados idénticos utilizando los mismos datos estandarizados.

Cuadro N° 15: Datos de Entrada y Datos Calculados

| Datos | Tanques de Tierra | Tanques de Buque |
|--|----------------------------|---------------------------------|
| Datos de Entrada (Directos o Primarios) | Altura de Referencia | Altura de Referencia |
| | Altura de Ref. Observada | Altura de Ref. Observada |
| | Nivel de Líquido (S/U) | Nivel de Líquido (S/U) |
| | Nivel de Agua Libre | Nivel de Agua Libre |
| | Temperatura Promedio | Temperatura Promedio |
| | Gravedad API @ 60°F | Gravedad API @ 60°F |
| | Temperatura Ambiente | Calados de Proa y Popa |
| | % Agua y Sedimento (S+W) | Escora |
| Datos Calculados (Indirectos o Secundarios) | Corrección Techo Flotante | Corrección Por Trimado y Escora |
| | Volumen Total Obs. (TOV) | Volumen Total Obs. (TOV) |
| | Volumen Agua Libre | Volumen Agua Libre |
| | Volumen Bruto Obs. (GOV) | Volumen Bruto Obs. (GOV) |
| | Factor Corr. Volumen (VCF) | Factor Corr. Vol. (VCF) |
| | Volumen Bruto Est. (GSV) | Volumen Bruto Est. (GSV) |
| | Volumen de Agua y Sedim. | Vol. Agua y Sedimentos |
| | Volumen Neto Est. (NSV) | Volumen Neto Est. (NSV) |
| | Factor Conversión de Peso | Factor Conversión Peso |
| | Peso en Aire | Peso en Aire |

Cuadro N° 16: Niveles de precisión de los datos

| N° de Decimales | Unidades |
|-----------------|---|
| 0 | Litros (l), Galones (gal), Kilogramos (kg) |
| 1 | Gravedad API @ 60°F, Densidad (kg/m ³) |
| 2 | Barriles (Bbls) |
| 3 | Metros Cúbicos (m ³), Toneladas Métricas (TM) |
| 4 | Densidad (kg/l), Densidad Relativa |

Fuente: MPMS API 12.1.1

2.6.6.1 Clasificación de los volúmenes

a) Según su Composición:

- Total: Incluye a todo el material contenido en un estanque o transferido: Producto, Agua Libre, Agua y Sedimentos en Suspensión.
- Bruto: Incluye Producto y Agua y Sedimentos en Suspensión.
- Neto: Incluye sólo Producto sin impurezas.

b) Según su Temperatura:

- Observado: Es un volumen a la temperatura medida en el estanque (Vol. Natural)
- Estándar: Es un volumen corregido a la Temperatura de Referencia o Estándar (60°F o 15°C).

2.6.6.2 Principales Factores de Corrección

- Corrección Techo Flotante (CTF): Compensa el efecto de desplazamiento del líquido debido al peso del techo.
- Factor Corrección de Volumen (VCF): Compensa el efecto de la temperatura sobre el líquido.
- Factor Conversión de Peso (WCF): Convierte el Volumen Estándar (m³ a 60°F o 15°C) en Peso en Aire (TM). En realidad se trata de una Densidad en Aire.

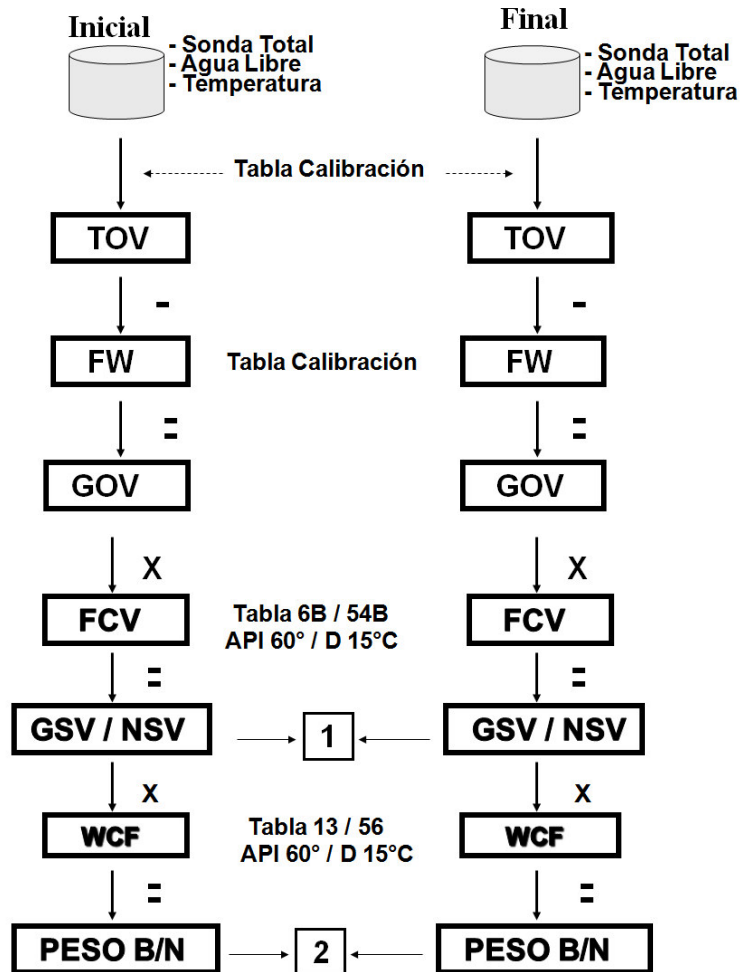
Cuadro N° 17: Tablas de VCF

| TABLA | PRODUCTO | T° REF. | DENSIDAD |
|-------------|--|----------|-------------------------------|
| 6A | Petróleo Crudo | °F | Gravedad API 60°F |
| 6B | Derivados | °F | Gravedad API 60°F |
| 6C | General | °F | Coef. Exp. Térmica |
| 6D | Aceites Lubricantes | °F | Grav. API 60°F |
| 24A | Petróleo Crudo | °F | Dens. Rel. 60/60°F |
| 24B | Derivados | °F | Dens. Rel. 60/60°F |
| 24C | General | °F | Coef. Exp. Térmica |
| 54A | Petróleo Crudo | °C | Densidad a 15°C |
| 54B | Derivados | °C | Densidad a 15°C |
| 54C | General | °C | Coef. Exp. Térmica |
| 54D | Aceites Lubricantes | °C | Densidad a 15°C |
| ASTM D 4311 | Asfalto a 60°F T-1 Asfalto a 15°C T-2 | °F °C | API a 60°F Densidad a 15°C |

Fuente: MPMS API 12.1.1

2.6.6.3 Procedimiento de Cálculo

Fig. N° 47: Procedimiento de Cálculo



Fuente: MPMS API 12.1.1

Donde:

- CSW: Corrección por Sedimento y Agua.
- CTL: Corrección por Temperatura del Líquido. Compensa el efecto de la temperatura en un líquido. Corrige un volumen a una temperatura observada, hasta una temperatura estándar. Es lo mismo que el VCF.
- CTSh: Corrección por Temperatura de la Pared del tanque. Es el factor de corrección por el efecto de la temperatura, tanto del ambiente como del líquido, en la pared del tanque.
- FRA: Ajuste por Techo Flotante. Ajuste hecho para compensar el efecto del desplazamiento del techo flotante.

- FW: Deducción de la cantidad de Agua Libre (puede incluir sedimentos del fondo). Es el agua presente en un tanque que no está en suspensión en el hidrocarburo líquido.
- GOV: Volumen Bruto Observado. Volumen total de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimentos, excluyendo agua libre, a la temperatura y presión observadas.
- GSV: Volumen Bruto Estándar. Volumen total de todos los líquidos del petróleo, agua y sedimentos, excluyendo agua libre, corregido por el factor de corrección de volumen (CTL) correspondiente a la temperatura y gravedad API, densidad relativa o densidad observadas, hasta una temperatura estándar, por ejemplo 60°F o 15°C.
- GSW: Peso Bruto Estándar. El peso (o masa) de la cantidad GSV.
- NSV: Volumen Neto Estándar. El volumen total de todos los líquidos del petróleo, excluyendo agua y sedimentos y agua libre, corregido por el factor de corrección de volumen (CTL) correspondiente a la temperatura y gravedad API, densidad relativa o densidad observadas, hasta una temperatura estándar de 60 °F o 15 °C.
- NSW: Peso Neto Estándar. El peso (ó masa) de la cantidad NSV.
- TCV: Volumen Total Calculado. El volumen total de todos los líquidos de petróleo y del agua y sedimentos corregido por el factor de corrección de volumen (CTL) correspondiente a la temperatura y gravedad API, densidad relativa o densidad observadas, hasta la temperatura estándar de 60 °F o 15 °C y toda el agua libre medida a la temperatura observada (Volumen bruto estándar más agua libre).
- TSh: Temperatura de la Pared del Tanque
- TOV: Volumen Total Observado. Volumen de la medición total de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimentos, agua libre y sedimentos en el fondo a la temperatura observada. Para los fines de este estándar, TOV es el volumen tomado de la tabla de capacidad del tanque antes de cualquier corrección, como aquellas por techo flotante y por temperatura de la pared del tanque.
- VCF: Factor de Corrección de Volumen. Es lo mismo que el CTL. Estas dos nomenclaturas son intercambiables. CTL se usa en todas las ecuaciones en este estándar.
- WFC: Factor de Corrección de Peso. Un factor que convierte un volumen, generalmente a temperatura estándar, a una masa o masa aparente.

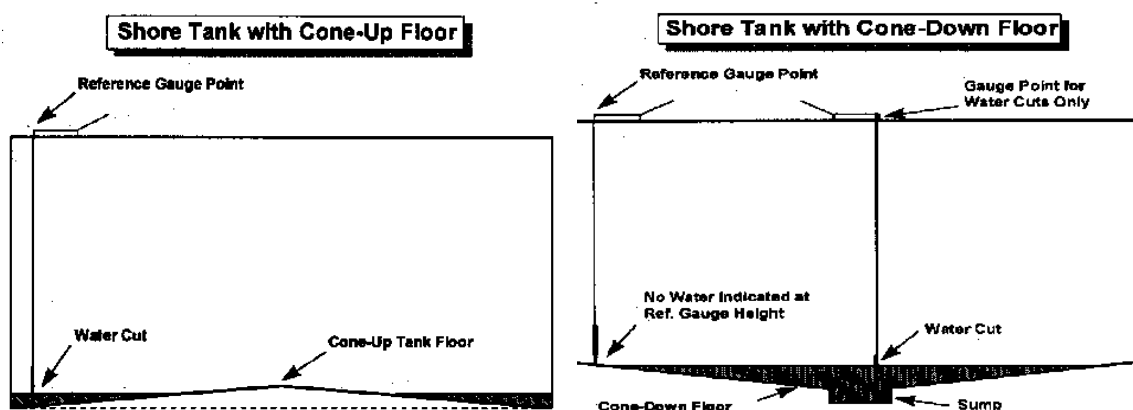
2.6.7 CONSIDERACIONES PARA LA FISCALIZACIÓN DE TANQUES

- Antes de llegar al tanque: verificar en tabla de calibración la altura de referencia, máxima altura de llenado, ubicación del punto de referencia, configuración del tanque, condición de líneas y tuberías.
- Al llegar al tanque: examinar válvulas laterales, verificar número del tanque, registrar lectura de ATG, verificar mezcladores, subir a escotilla de medición.
- Al llegar a escotilla del tanque: verificar presencia de elementos extraños sobre el techo flotante, verificar posición de soportes del techo flotante, verificar placa de datos del tanque, ubicar punto de referencia, aplicar procedimiento de medición.
- Las cintas deben ser inspeccionadas diariamente, o bien, antes de cada uso, para detectar probables dobleces o deterioros que puedan perjudicar la medida. la exactitud del ensamble cinta-plomada debe ser verificada antes de su primer uso y, posteriormente, una vez al año. un certificado calibración o registro de verificación debe emitirse en cada oportunidad y mantenerse disponible en la oficina operacional respectiva.
- Existen distintos fabricantes o marcas de pastas detectoras de agua, las cuales poseen algunas características diferentes entre sí. se recomienda verificar que tipo de pasta trabaja mejor con un determinado producto.
- Algunos estanques de tierra poseen fondos “cónico descendentes”. en estas situaciones la presencia de agua libre podría no ser detectada desde la escotilla de medición situada cerca de la pared del tanque y, en tal caso, podría ser necesario medir el nivel de agua libre desde una escotilla situada en el centro del estanque. en estas situaciones la tabla de calibración del estanque debería tener una sección especial que indique los volúmenes correspondientes a los niveles medidos desde dicha escotilla central.
- Un estanque con techo flotante no debe ser medido cuando el techo, y por tanto el nivel de líquido, se encuentra en la zona crítica. cuando esta situación ocurra, el encargado del terminal debe ser notificado y se debe solicitar tomar alguna medida para llevar al nivel de líquido fuera de la zona crítica, extrayendo o agregando una cantidad adicional de líquido, por ejemplo. la sección de la altura del estanque que

forma la zona crítica está claramente indicada en la tabla de calibración del estanque.

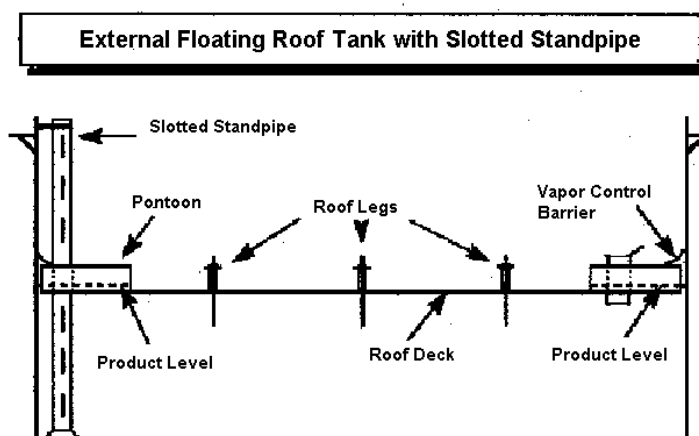
- Cuando el nivel de líquido se encuentra dentro de la zona crítica, no es posible determinar con precisión qué proporción del peso del techo flota sobre el líquido y qué proporción está apoyado en sus patas. por lo tanto, tampoco es posible determinar el volumen de líquido que está siendo desplazado por el techo en dicha zona del estanque, lo cual significa que los volúmenes que entrega la tabla en aquel tramo no tienen la exactitud mínima requerida.

Fig. N° 48: Tanques con fondos cónicos



Fuente: MPMS API 3.1.A

Fig. N° 49: Tanques con techo flotante



Fuente: MPMS API 3.1.A

3. PARTE EXPERIMENTAL

Este trabajo comprende la investigación bibliográfica, experimental y de campo, en el cual se propone un tratamiento químico para colocar al petróleo crudo dentro de las especificaciones técnicas y comerciales en los plazos contractuales; para lo cual, en primer lugar se va fiscalizar los tanques de almacenamiento de acuerdo a las normas MPMS API (Manual of Petroleum Management Standard, American Petroleum Institute); y en segundo lugar se va a caracterizar el crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano, mediante las normas ASTM (American Society for Testing and Materials).

3.1 REACTIVOS Y EQUIPOS

A. SUSTANCIAS Y REACTIVOS

- Crudo Loreto
- Crudo Mayna
- Crudo Piraña
- Pasta detectora de agua Kolor Kut
- Gasolina
- Tolueno
- Agente demulsificante
- Xileno
- Alcohol

B. MATERIALES Y EQUIPOS

- Cinta de medición con plomada Lufkin
- Termómetro electrónico Thermoprobe TP7
- Muestreador de Bronce
- Envases Plásticos para muestras de 1L y 1Gln
- Probeta graduada de 500mL
- Hidrómetro 2H y 3H

- Termómetro de mercurio (°F)
- Peras de vidrio graduada 100mL
- Corchos
- Baño térmico con control de temperatura a 140°F
- Equipo para agitación centrífuga a 140°F y 1600 rpm
- Probeta graduada de 100mL
- Picetas
- Gotero
- Salinometro
- Equipo de rayos x para determinar el azufre.
- paños de limpieza o trapo industrial

3.2 FISCALIZACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Fig. N° 50: Esquema del procedimiento de fiscalización de tanques



Fuente: Elaboración Propia, 2014

Los procedimientos para la fiscalización de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo se basan en las siguientes normas:

Cuadro N° 18: Normas ASTM y API que se aplican a la fiscalización de tanques

| Parámetros | | Normas |
|-------------------|----------------------------------|--|
| Datos Primarios | Nivel del Petróleo | MPMS API Capitulo 3.1A Procedimiento Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo ASTM D1085 - 65(1990) Practice for Gauging Petroleum and Petroleum Products |
| | Nivel de Agua Libre | MPMS API Capitulo 3.1A Procedimiento Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo ASTM D1085 - 65(1990) Practice for Gauging Petroleum and Petroleum Products |
| | Temperatura del Petróleo | MPMS API Capitulo 7.1 (Mercurio) Determinación de la Temperatura Estática usando Termómetros de Mercurio-en-vidrio MPMS API Capitulo 7.3 (Electrónicos) Determinación de la Temperatura Estática usando Termómetros Eléctricos Portátiles ASTM D1086 - 64(1982) Method for Measuring the Temperature of Petroleum and Petroleum Products |
| | Muestreo Manual | MPMS API Capitulo 8.1 Procedimiento Estándar para Muestreo Manual de Petróleo y Productos de Petróleo ASTM D4057 - 12 Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products NCh 60.Of96 |
| Datos Secundarios | Calibración | MPMS API Cap. 2.2A / ASTM D 1220 Establece los procedimientos de calibración por medio de cintas de medición (Método Manual) MPMS API Cap. 2.2B / ASTM D 4738 Establece el procedimiento de calibración por el Método de la Línea de Referencia Óptica. |
| | Tablas de Factores de Corrección | MPMS API Cap. 11.1 / Vol. 1 - XIV ASTM D 1250 IP-200 ISO 91.1 Ejemplos: Tablas 5A/B - 6A/B - 54A/B - 3 - 11 - 13 |
| | Rutinas de Cálculo | MPMS API CAP. 12: Calculation of Petroleum Quantities Sección 1: Calculation of Static Petroleum Quantities Parte 1: Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

3.2.1 NIVEL DEL PETRÓLEO

Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS API)

Capítulo 3 – Medición del Tanque

Sección 1A — Procedimiento Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo (2^{da} Edición, Agosto 2005)

a. Medición de sonda o sondaje (innage / dip)

El siguiente procedimiento es aplicable cuando se toma el nivel de líquido usando el método de la sonda (innage):

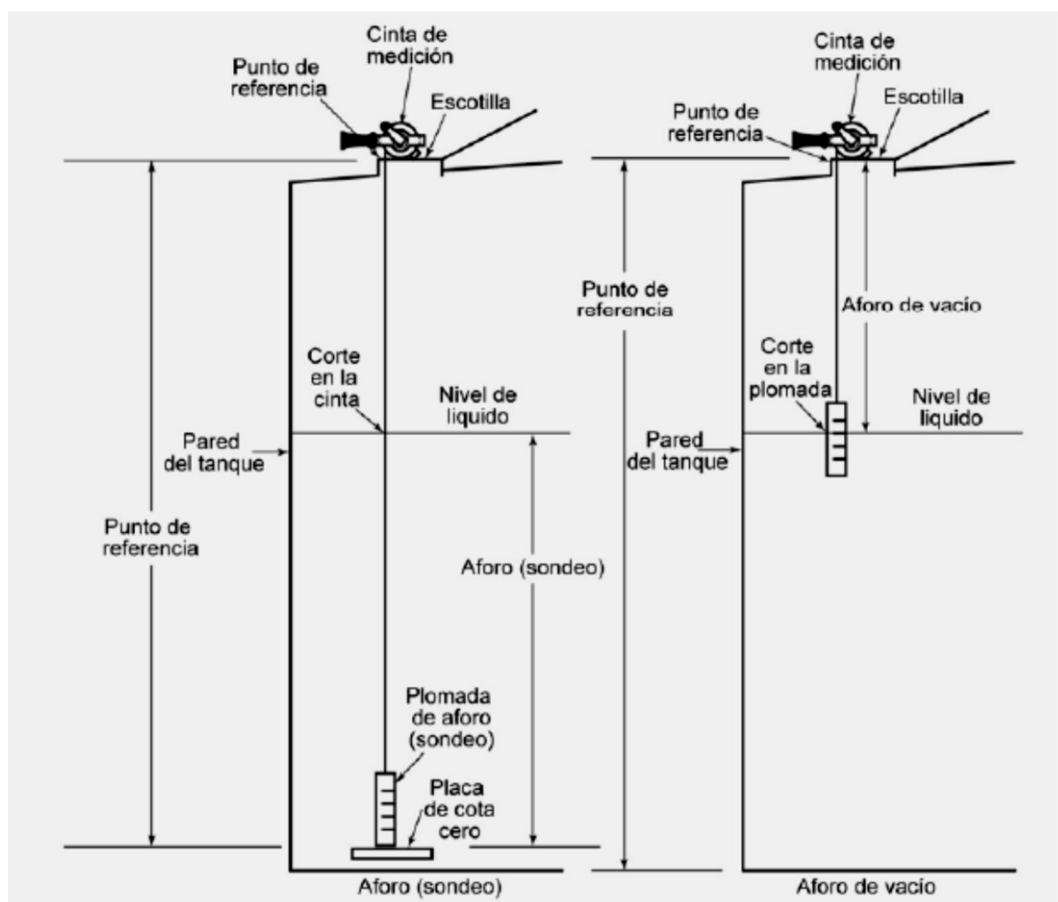
1. Después de conectarse a tierra la cinta y el propio operador, bajar lentamente la plomada y la cinta dentro del estanque, manteniendo contacto entre la cinta y el metal de la escotilla en el punto de referencia, hasta que la punta de la plomada toque levemente la superficie del fondo del estanque o de la placa de medida.
2. Registre la Altura de Referencia Observada y compárela con la altura de referencia indicada en la Tabla de Calibración.
3. Retire la cinta desde el estanque, rebobinándola con cuidado, hasta que se observe el corte del líquido. Leer la escala de la cinta en el corte de líquido y registre esta lectura como sonda o altura de líquido.
4. Repita el procedimiento hasta obtener el número de lecturas requeridas. La medición manual de estanques requiere obtener tres (3) lecturas consecutivas de nivel, dentro de un rango de 1/8" (un octavo de pulgada) o 3 mm (API MPMS Cap. 3.1A). Estas lecturas deben registrarse y promediarse. El promedio debe registrarse redondeado a 1/8" o 1 mm (dependiendo del sistema de unidades en que esté graduada la cinta). Si dos lecturas son idénticas, este valor debe ser considerado como lectura promedio final.
5. Usar la Tabla de Calibración Sonda para convertir la medida de sonda en el Volumen Observado correspondiente.

b. Medición de vacío (ullage / outage)

El siguiente procedimiento es aplicable cuando se determina el nivel de líquido usando el método del vacío o ullage:

1. Después de conectarse a tierra la cinta y el propio operador, bajar lentamente la plomada y la cinta dentro del estanque, manteniendo contacto entre la cinta y el metal de la escotilla en el punto de referencia, hasta que una pequeña porción de la plomada se sumerja en el líquido.
2. Registre la lectura de la cinta en el punto de referencia situado en la escotilla del tanque. Esta lectura corresponde a la longitud de cinta que ha sido introducida en el estanque.
3. Retire la cinta desde el interior del tanque y lea el corte de líquido sobre la plomada. Si se está usando una cinta de ullage, sume la lectura de la plomada a la lectura de la cinta en el punto de referencia, indicada en el punto anterior. Si se está usando una cinta de sonda, reste la lectura del corte en la plomada de la lectura de la cinta en el punto de referencia.
4. Usar la Tabla de Calibración Ullage para convertir la medida de sonda en el Volumen Observado correspondiente.

Fig. N° 51: Medición de nivel



Fuente: MPMS API Capítulo 3.1A

3.2.2 NIVEL DE AGUA LIBRE

Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS API)

Capítulo 3 – Medición del Tanque

Sección 1A — Procedimiento Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo (2^{da} Edición, Agosto 2005)

Aunque es aceptable usar tanto el método del sondaje o del ullage para medir el nivel de agua libre, el procedimiento recomendable para mediciones de agua libre es la sonda o innage. El procedimiento es el siguiente:

1. Asegurarse que la plomada o regleta esté limpia y seca
2. Aplicar una película delgada de pasta detectora sobre la plomada, permitiendo que la escala graduada permanezca libre de pasta.
3. Bajar la plomada hasta el fondo del estanque y mantenerla en posición vertical
4. Permitir que la plomada permanezca en la posición de medición el tiempo suficiente para que la pasta reaccione.

Cuadro N° 19: Tiempos de inmersión mínimos para detectar agua en Hidrocarburos

| Hidrocarburo | Tiempo |
|-------------------------|---------|
| Gasolinas y Kerosenes | 10 seg |
| Diesel Oil | 20 seg |
| Petróleo Crudo Liviano | 60 seg |
| Fuel Oil y Crudo Pesado | 2-5 min |

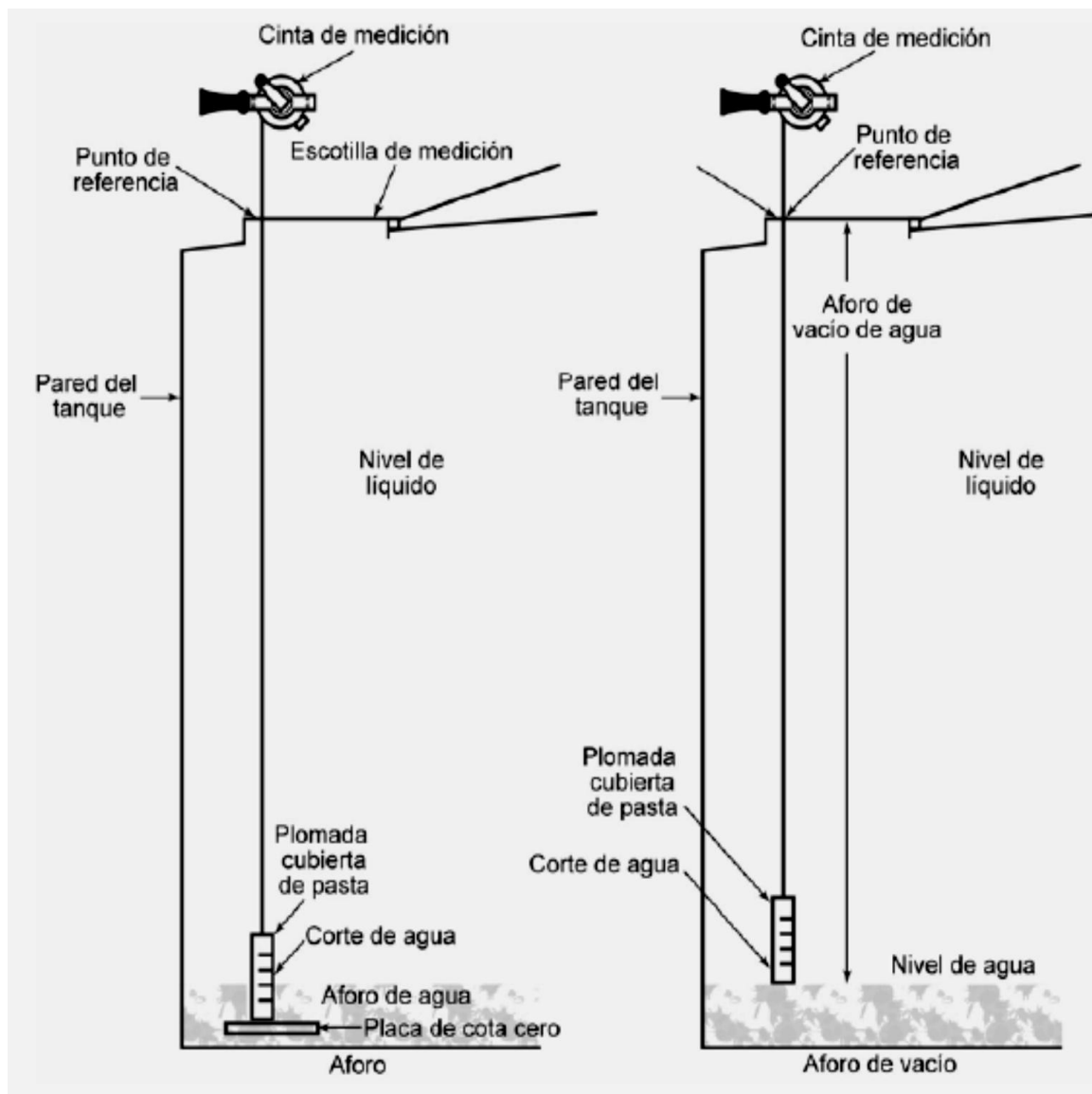
Fuente: Elaboración Propia, 2014

5. Retirar la cinta y leer el corte (usar solvente si es necesario)
6. La pasta detectora de agua cambia de color (normalmente al rojo) al reaccionar con el agua. De este modo, el nivel de agua libre, o “corte”, queda definido por una línea clara de demarcación entre la porción de pasta que ha cambiado de color y aquella que permanece sin variación.
7. Si se observan manchas o puntos coloreados sobre la línea del corte bien definido, se debe registrar su presencia, indicando entre que niveles están localizadas, pero no deben considerarse como agua libre.
8. Cuando se mide agua libre en productos negros (petróleo crudo, fuel oils), se hace necesario rociar la porción de cinta y plomada que contiene la pasta detectora con

un solvente (gasolina, kerosene, por ejemplo), para remover el producto y poder visualizar el corte en la pasta.

9. La medición de agua libre en petróleo crudo y combustibles pesados puede dificultarse debido a que algunos componentes pesados (hidrocarburos parafínicos de alto peso molecular) pueden adherirse a la pasta, formando a su alrededor una capa solidificada que impide el contacto entre el agua y la pasta, lo cual produce mediciones erróneas. La aplicación de una cubierta de un aceite lubricante liviano sobre la zona con pasta, antes de sumergir la cinta en el producto, previene la interferencia de dichos componentes.

Fig. N° 52: Medición de Agua Libre



Fuente: MPMS API Capítulo 3.1A

3.2.3 TEMPERATURA DEL PETRÓLEO

Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS API)

Capítulo 7 – Determinación de la Temperatura

Sección 3 — Determinación de la Temperatura Estática usando Termómetros Eléctricos

Portátiles (1^{ra} Edición Reafirmado, Marzo 2007)

1. Conectar a tierra el termómetro electrónico para iniciar la medición.
2. Verificar el estado de las baterías antes y después de cada uso.
3. Seleccionar en el equipo el rango de temperatura apropiado para la medición.
4. Bajar el sensor del termómetro hasta el nivel predeterminado.
5. Subir y bajar el sensor la distancia de 1 pie (30cm) arriba y abajo del nivel predeterminado para permitir una rápida estabilización.
6. Después que la temperatura se ha estabilizado, leer y registrar la temperatura del nivel medido.
7. Repetir los pasos 4,5 y 6 en cada nivel si se requieren múltiples temperaturas, de acuerdo al nivel del producto en el tanque.
8. Determinar la temperatura promedio.
9. Redondear la temperatura promedio y reportarla aproximándola a 0.1°C o 0.1°F.
10. Después de concluir las mediciones, limpiar completamente el termómetro con un solvente adecuado y secarlo para evitar su deterioro.

3.2.4 MUESTREO MANUAL

Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS API)

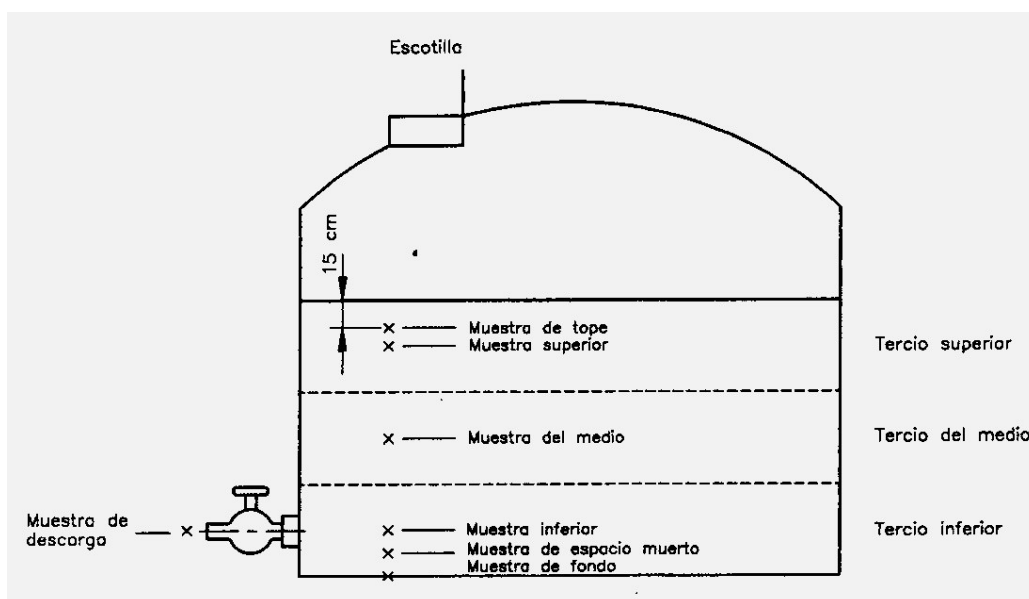
Capítulo 8 – Muestreo

Sección 1 — Procedimiento Estándar para Muestreo Manual de Petróleo y Productos de Petróleo (3^{ra} Edición Reafirmado, Febrero 2006)

1. Dependiendo del tipo de producto en el tanque, seleccionar el tipo de muestreador: Para crudo liviano se utiliza el muestreador ("ladron") con boca de $\frac{3}{4}$ " de diámetro (boca angosta), y para crudo pesado usar el muestreador con boca de 1 $\frac{1}{4}$ " de diámetro (boca ancha). Usar solamente equipo limpio y seco.

2. Estando en la escotilla del tanque con el material adecuado y en una condición segura, proceder a abrir la tapa de muestreo; si no se dispone de nivel referencial, verificar con la cinta de medición el nivel del crudo en el tanque.
3. Con el nivel de crudo, las partes (representantes del vendedor, representantes del comprador y los inspectores independientes) acordaran la cantidad de muestra y los niveles a muestrear.
4. Verificar estado de cordel y colocar la tapa de corcho en el muestreador.
5. Bajar el muestreador tapado hasta 3 pies por debajo del nivel del líquido, para tomar la primera muestra (muestra de tapa).
6. Con un tirón suave hacer que se destape el muestreador y dejarlo que se llene.
7. Subir el muestreador lentamente para evitar la agitación.
8. Vaciar el contenido del muestreador en la galonera para muestras.
9. Repetir los pasos 4, 5, 6, 7 y 8 para tomar las otras muestras en los diferentes niveles acordados en el paso 2. Cuando el tanque esta lleno, usualmente se toman 3 niveles (final de recepción) o 5 niveles (para embarque de exportación).
10. Al terminar de tomar las muestras acordadas, verificar la limpieza del área y los equipos.
11. Cerrar la escotilla de medición.

Fig. N° 53: Niveles de muestreo de tanques



Fuente: MPMS API Capítulo 8.1

3.2.5 CÁLCULO DE CANTIDADES

Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS API)

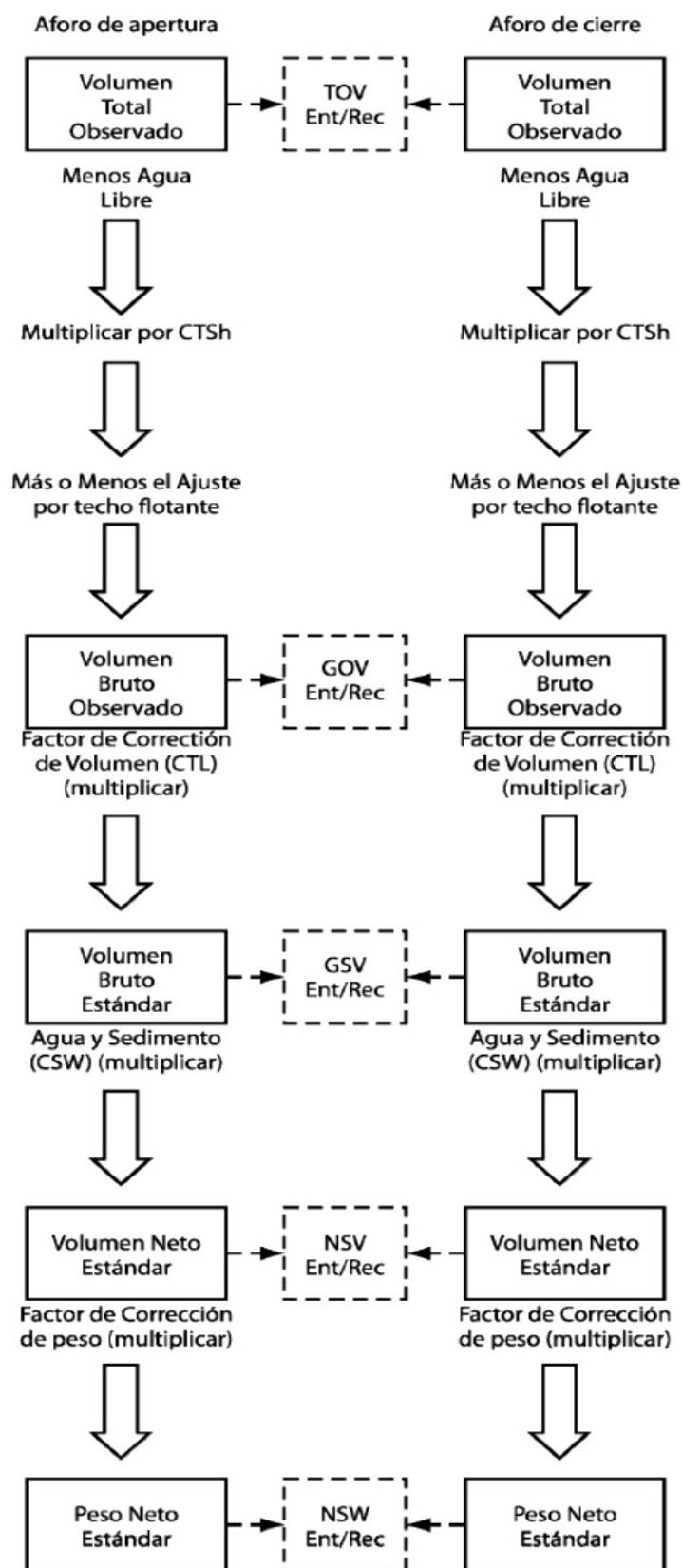
Capítulo 12: Cálculo de Cantidades de Petróleo

Sección 1—Cálculo de Cantidades de Petróleo Estático

Parte 1—Tanques Cilíndricos Verticales y Buques (2^{da} Edición, Noviembre 2001)

1. La secuencia de cálculo es como sigue: TOV → GOV → GSV → NSV → NSW.
2. Con el nivel de líquido o aforo, entrar en la tabla de capacidad y anotar el TOV, tal como está registrado en la tabla.
3. Restar cualquier volumen de FW aforado. El volumen de FW se obtiene entrando en la tabla de capacidad con el nivel de FW aforado.
4. Aplicar el CTSh para obtener el GOV.
5. Corregir esta cantidad por cualquier FRA que corresponda.
6. Corregir el GOV a la temperatura estándar. Esto se hace multiplicando el GOV por el CTL o VCF para obtener el GSV.
7. Ajustar por la cantidad medida de S&W. Esto se hace multiplicando el GSV por el CSW o BSW.
8. Si se requiere el peso neto estándar (NSW), multiplicar el resultado de (7) por el WCF apropiado.
9. Las fórmulas matemáticas para los diversos valores requeridos pueden expresarse de la siguiente manera.
$$\text{GSV} = \{[(\text{TOV} - \text{FW}) \times \text{CTSh}] \pm \text{FRA}\} \times \text{CTL}$$
$$\text{NSV} = \{[(\text{TOV} - \text{FW}) \times \text{CTSh}] \pm \text{FRA}\} \times \text{CTL} \times \text{CSW}$$
$$\text{NSW} = \{[(\text{TOV} - \text{FW}) \times \text{CTSh}] \pm \text{FRA}\} \times \text{CTL} \times \text{CSW} \times \text{WCF}.$$
10. Se deben realizar los cálculos en cadena. Sólo se redondeará el resultado final.
11. Todos los resultados se plasman en las Boletas (de recepción, de transferencia, de drenaje, de embarque, etc.) o Reportes de Medición.

Fig. N° 54: Diagrama de flujo para cálculos en la Fiscalización de tanques



Fuente: MPMS API Capitulo 12.1.1

3.2.6 MUESTRA COMPÓSITO

Las muestras de 3 niveles (Superior, Medio e Inferior) o más niveles (normalmente 5 niveles) se pueden combinar en partes iguales para obtener una muestra compuesta de niveles. Estos compuestos se deben preparar en el laboratorio, ya que en el campo no se pueden medir las proporciones con exactitud y no se dan las condiciones para asegurar la calidad de las muestras.

La muestra compósito debe ser representativa, es decir, debe tener una composición igual a la composición promedio del volumen total del lote de petróleo crudo a embarcar.

Cuadro N° 20: Cuadro típico para determinar el volumen de la muestra compósito.

| Tanque | Volumen Tanque | Porcentaje (%) | Volumen Muestra |
|--------|-----------------|--------------------|--------------------|
| Tk 1 | V1 | $P1 = V1/VT * 100$ | $VM1 = V1/VT * VM$ |
| Tk 2 | V2 | $P2 = V2/VT * 100$ | $VM2 = V2/VT * VM$ |
| Tk 3 | V3 | $P3 = V3/VT * 100$ | $VM3 = V3/VT * VM$ |
| TOTAL | $VT = V1+V2+V3$ | $100\% = P1+P2+P3$ | $VM = VM1+VM2+VM3$ |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

Donde:

V1 = Volumen del tanque 1

V2 = Volumen del tanque 2

V3 = Volumen del tanque 3

VT = Volumen total de todos los tanques muestreados o fiscalizados

VM = Volumen total de la Muestra Compósito que se debe distribuir a todas las partes involucradas (vendedor, comprador, buque tanque, inspector independiente, laboratorio y terminal). Es un acuerdo entre el comprador y el vendedor, y se dan instrucciones específicas en cuanto a la cantidad y el volumen de las muestras.

3.3 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

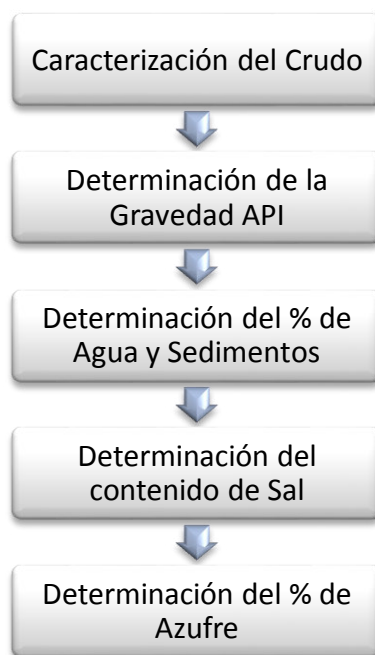
Los procedimientos para la caracterización del petróleo crudo se basan en las siguientes normas:

Cuadro N° 21: Normas ASTM y API que se aplican a la caracterización del crudo

| Ensayo | Normas del Ensayo |
|-----------------------------|--|
| Gravedad API (°API) | MPMS API Cap. 9.1 Método del Hidrómetro para Densidad, Densidad Relativa (Gravedad Específica), o Gravedad API de Petróleo Crudo y Productos Líquidos de Petróleo. ASTM D1298-05 Método de la prueba Estándar para la Densidad, Densidad Relativa (Gravedad Específica), o Gravedad API de Petróleo Crudo y Productos Líquidos de Petróleo por el Método del Hidrómetro. ISO 3675-1998 Petróleo Crudo y Productos Líquidos de Petróleo—Determinación en el Laboratorio de la Densidad Relativa-Método del Hidrómetro. |
| Agua y Sedimentos (%BSW) | MPMS API Cap. 10.3 Determinación de Agua y Sedimento en el Petróleo Crudo por el Método de la Centrífuga. ASTM D4007-11 Método de la prueba Estándar para el Agua y Sedimento en Petróleo Crudo usando el Método de la Centrífuga. ISO 9030-1990H Petróleo Crudo—Determinación de Agua y Sedimento— Método de la Centrífuga |
| Sal (PTB) | ASTM D3230-09 Método de la prueba Estándar para Sal en Petróleo Crudo (Método Electrométrico). |
| Azufre (%S) | ASTM D4294-10 Método de la prueba Estándar para Azufre en Petróleo Crudo y Productos de Petróleo por Espectrometría de Fluorescencia de Energía Dispersiva de Rayos X ISO 8754-1992 Productos de Petróleo —Determinación de contenido de Azufre— Método de Fluorescencia de Energía Dispersiva de Rayos X |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

Fig. N° 55: Esquema del Procedimiento de caracterización del crudo



Fuente: Elaboración Propia, 2014

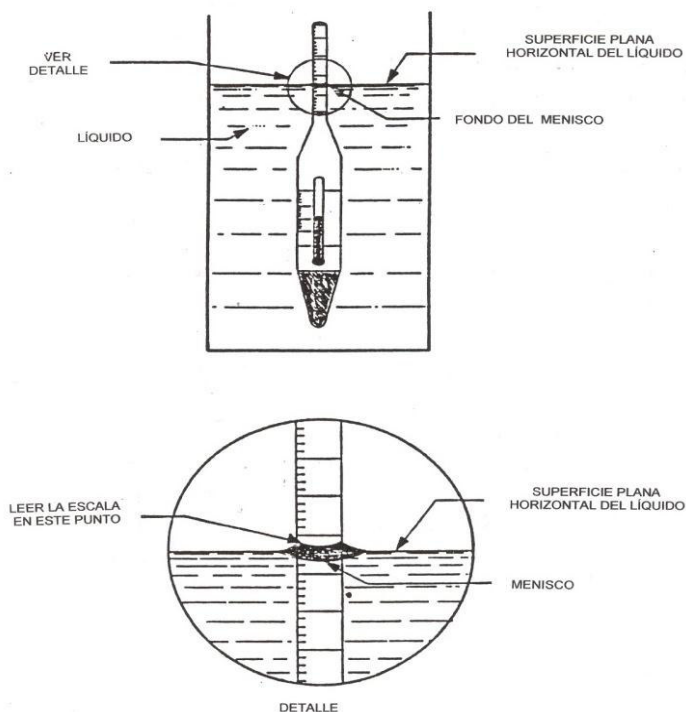
3.3.1 GRAVEDAD API POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO

1. El método consiste en llevar parte de la muestra a una probeta de 1L, evitando la formación de burbujas de aire y minimizando la evaporación de fracciones volátiles. Un hidrómetro de escala apropiada se introduce en la muestra y se deja estabilizar. Una vez que se ha alcanzado el equilibrio de la temperatura, se lee la escala del hidrómetro y se registra la temperatura de la muestra.
2. Se removerá cualquier burbuja de aire que se encuentre en la superficie de la muestra.
3. Introducir el hidrómetro y medir continuamente la temperatura con el termómetro de mercurio hasta que la misma se estabilice. Registrar esta T° con una resolución de $0,2^\circ\text{C}$ ($0,5^\circ\text{F}$) y luego retire el termómetro.
4. Dar el tiempo suficiente para que el hidrómetro descanse flotando libremente alejado de las paredes de la probeta.
5. Leer la escala del hidrómetro, una vez que éste se haya estabilizado en el líquido, con una resolución de $0,05^\circ\text{API}$.
6. La lectura correcta del hidrómetro es en el punto de la escala en la cual la superficie principal del líquido la corta. En el punto de corte, sin embargo, la

superficie del líquido se eleva ligeramente formando lo que se denomina “menisco”. En líquidos opacos como el petróleo crudo, la lectura se hace en el punto de la escala donde se sitúa la parte superior del menisco. Por lo que es necesario aplicar una corrección, ya que los hidrómetros están calibrados para ser leídos en la superficie principal del líquido. Generalmente esta corrección equivale a una subdivisión de la escala, es decir, al nivel de corte se resta 0.1 °API.

7. Inmediatamente después de leer el valor en la escala del hidrómetro, verificar nuevamente la temperatura de la muestra agitando con el termómetro de mercurio. Registre la temperatura de la muestra al 0.2°F más cercano. Si esta temperatura difiere de la lectura anterior por más de 0,5°C (1°F), se debe repetir el test.
8. Reportar la gravedad API al 0.1 más cercano.
9. Convertir la lectura a 60°F usando la Tabla 5A (para crudos), de manera que se obtiene la gravedad API a temperatura estándar.

Fig. N° 56: Lectura de la escala del Hidrómetro para líquidos opacos (Petróleo crudo)



Fuente: ASTM D1298-99(2005)

3.3.2 AGUA Y SEDIMENTOS POR EL MÉTODO DE LA CENTRÍFUGA

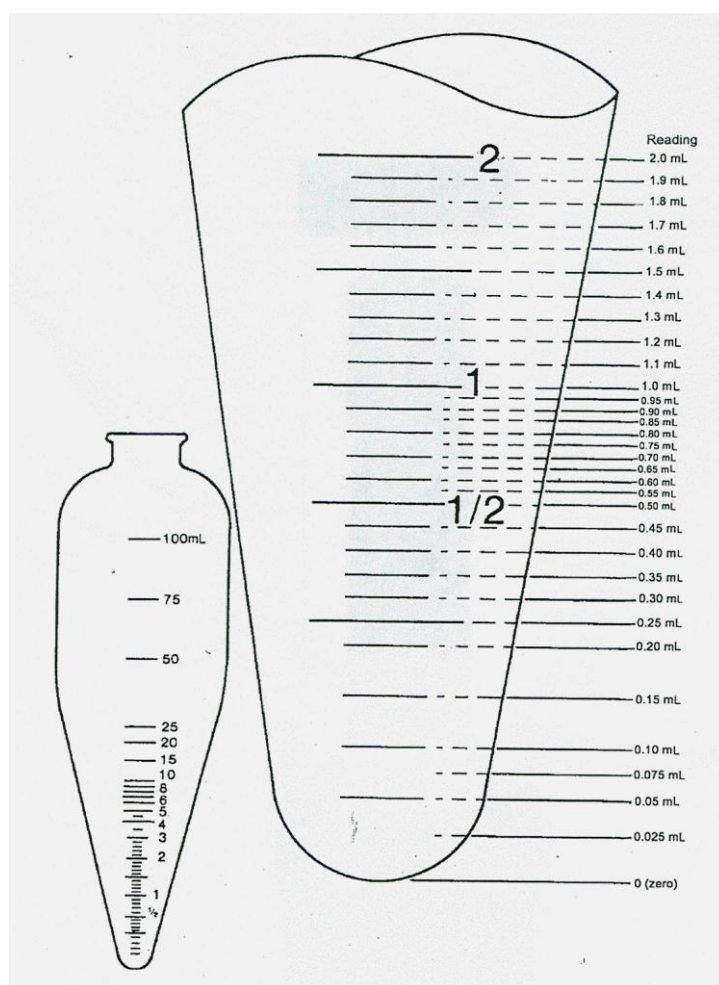
1. Llenar cada uno de los dos tubos centrífugos hasta la marca de 50 ml con la muestra de petróleo crudo bien mezclada directamente de su envase (galonera o botella). Luego, usando una pipeta, añadir 50 ml de solvente Tolueno saturado con agua. Leer el tope del menisco de ambos en las marcas de 50 y 100 ml, se agrega 5 gotas de un agente demulsificante. Tapar los tubos y agitar vigorosamente hasta que el contenido se haya mezclado completamente. Aflojar los tapones de los tubos y sumergir los tubos a la marca de 100 ml por 10 minutos en el baño térmico manteniéndolo a $60 \pm 1^\circ\text{C}$ ($140 \pm 2^\circ\text{F}$).
2. Ajustar los tapones y de nuevo invertir los tubos para asegurar que el aceite y el solvente estén uniformemente mezclados y agitados. Precaución: En general, las presiones de vapor de hidrocarburos a 60°C (140°F) son aproximadamente el doble que a 40°C (104°F). Consecuentemente, los tubos deberán ser invertidos a una posición debajo del nivel visual para evitar el contacto si el tapón sale disparado.
3. Colocar los tubos en las copas sobre lados opuestos de la centrífuga para establecer una condición balanceada y girar por 20 minutos a una velocidad de 1600 rpm. La temperatura de la muestra durante el procedimiento de centrifugación deberá mantenerse a $60 \pm 1^\circ\text{C}$ ($140 \pm 2^\circ\text{F}$).
4. Inmediatamente luego de la centrifugación, leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada tubo al más cercano 0.1 ml sobre la graduación de 1 ml, al más cercano 0.05 ml desde graduaciones 0.1 a 1 ml. Debajo de 0.1 ml estimar al más cercano 0.025 ml (ver Cuadro N° 21). Si es visible menos de 0.025 ml y no es un volumen suficientemente grande para ser considerado 0.025 ml, registrar el volumen como menor que 0.025 ml Si no es visible el agua y sedimento, registrar el volumen como 0.000 ml.
5. Registrar el volumen final de agua y sedimento en cada tubo y reportar la suma de estas dos lecturas como un porcentaje de agua y sedimento.

Cuadro N° 22: Reporte de Resultados de Agua y Sedimentos

| Volumen de Agua y Sedimentos, ml | | % Total de Agua y Sedimentos |
|----------------------------------|--------|------------------------------|
| Tubo 1 | Tubo 2 | |
| No visible | Trazas | 0.000 |
| No visible | 0.025 | 0.025 |
| 0.025 | 0.025 | 0.050 |
| 0.025 | 0.05 | 0.075 |
| 0.05 | 0.05 | 0.100 |
| 0.05 | 0.075 | 0.125 |
| 0.075 | 0.075 | 0.150 |
| 0.075 | 0.10 | 0.175 |

Fuente: ASTM D4007-11

Fig. N° 57: Lectura de la escala del tubo centrífugo o pera graduada

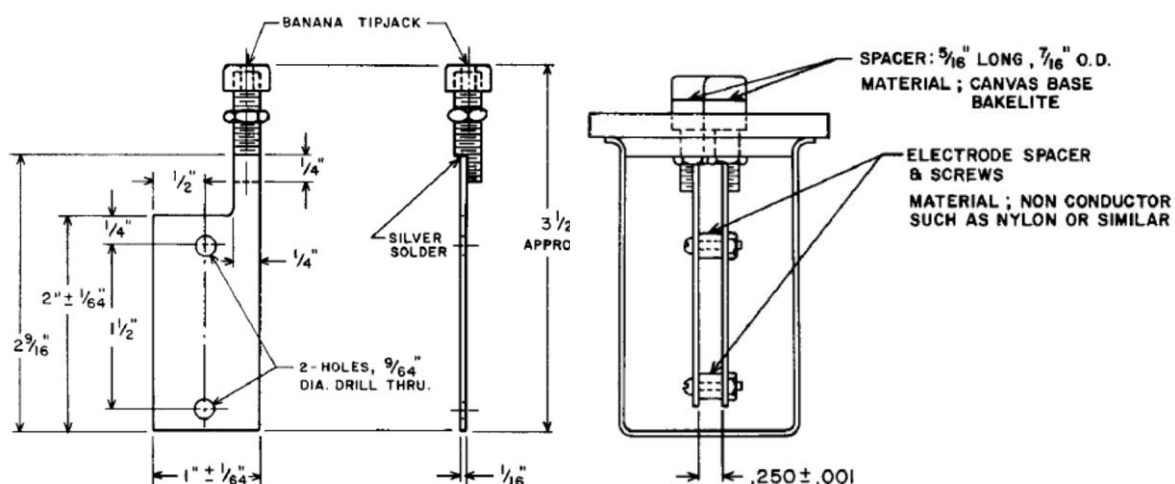


Fuente: ASTM D4007-11

3.3.3 CONTENIDO DE SAL POR EL MÉTODO ELECTROMÉTRICO

1. En una probeta graduada de 100 ml con tapón de vidrio, transferir 10 ml de la muestra de petróleo crudo con una pipeta de 10 ml o probeta graduada de 10 ml.
2. Añadir 40 ml de xileno o completar con xileno hasta 50 ml en la probeta graduada con petróleo crudo.
3. Tapar y agitar vigorosamente la probeta graduada con petróleo crudo y xileno, durante aproximadamente 60 s.
4. Diluir hasta 100 ml con disolvente mixto de alcohol, y de nuevo agitar vigorosamente durante aproximadamente 30 s.
5. Dejar la solución en reposo durante aproximadamente 5 minutos, después se vierte en un vaso de precipitados limpio y seco.
6. Inmediatamente coloque los electrodos del equipo en el vaso de precipitados con la solución, asegurándose de que el borde superior de las placas del electrodo está por debajo de la superficie de la solución.
7. Ajuste el voltaje del electrodo a una serie de valores, por ejemplo 25, 50, 125, 200, y 250 V AC. En cada voltaje, anotar la lectura y registrar el voltaje y la intensidad de corriente aproximada al 0,01 mA más cercano.
8. Retire los electrodos de la solución de la muestra, y limpiar el aparato.

Fig. N° 58: Electrodo para determinar la sal en crudo



Fuente: ASTM D3230-09

3.3.4 AZUFRE POR EL MÉTODO DE RAYOS X

1. Encender el equipo de Espectrometría de Fluorescencia de Energía Dispersiva de Rayos X.
2. Tomar una pequeña porción de la muestra de crudo y transferirla a la celda de análisis. La celda con crudo se cubre con una delgada película de poliéster o policarbonato. El policarbonato se prefiere debido a su alta transmisividad de los rayos X de azufre. Las celdas y películas desechables utilizadas anteriormente no pueden ser reutilizados.
3. Evite tocar el interior de la celda para muestra o alguna porción de la película que recubre la celda con la muestra, tampoco se debe tocar el instrumento donde se expone a los rayos X. La grasa de las huellas digitales pueden afectar la lectura en el análisis de bajos niveles de azufre.
4. Asegúrese de que no hay aire o burbujas presentes entre el petróleo crudo de la celda y la delgada película que cubre toda la celda.
5. Colocar la celda en el equipo. El equipo de rayos X realiza 3 análisis consecutivos a cada muestra y luego entrega un valor promedio impreso en papel térmico.
6. Retirar la celda. Informe de los resultados como contenido total de azufre % en masa de tres cifras significativas para las concentraciones mayores de 0,01%. Para concentraciones menores o iguales a 0,01 %, los resultados del informe son en mg/kg. Reporte los resultados en mg/kg a dos cifras significativas.

Fig. N° 59: Equipo para determinar el Azufre en crudo según ASTM D4294-10

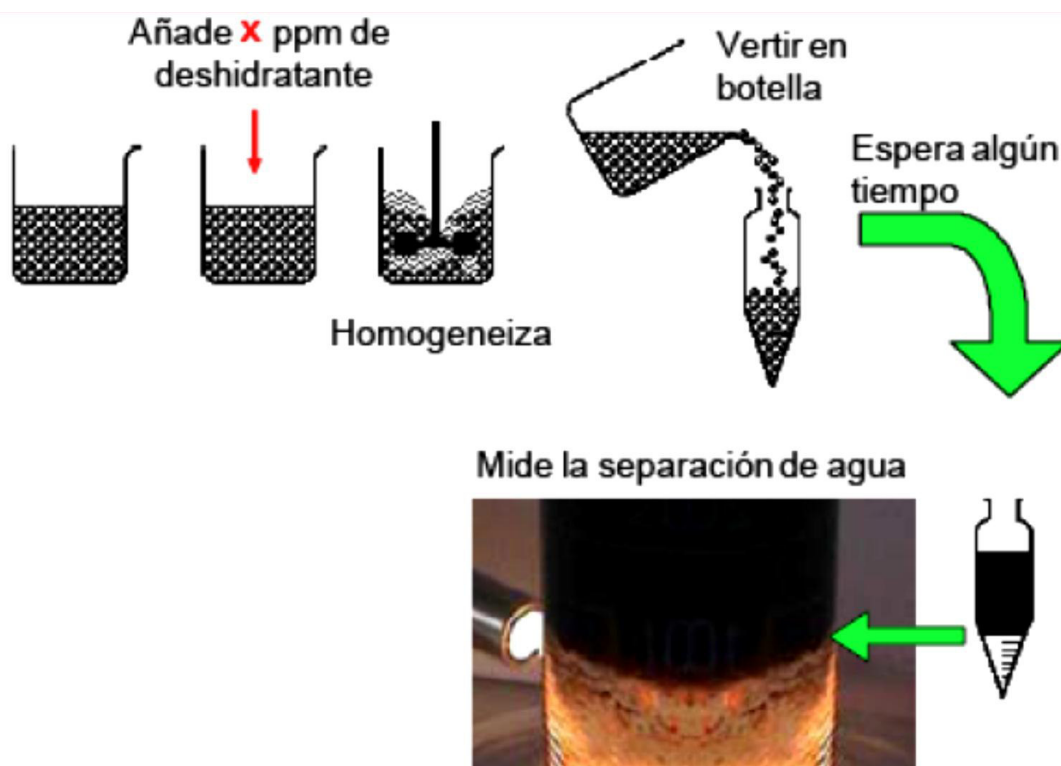


Fuente: Elaboración Propia, 2014

3.4 TRATAMIENTO QUÍMICO EN LABORATORIO

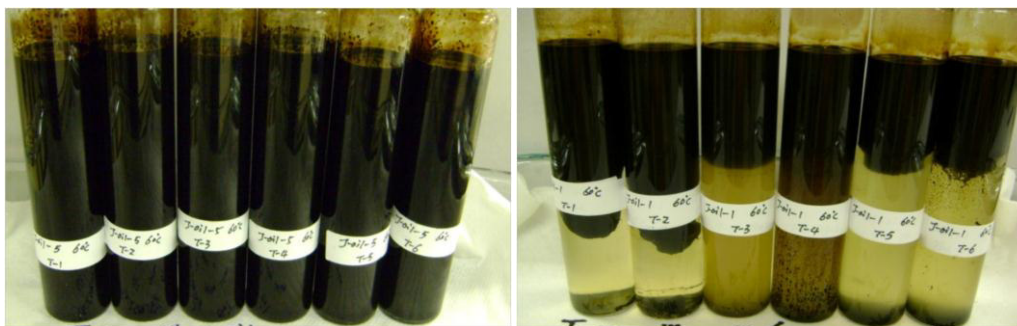
1. Preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca.
2. La sustancia deshidratante se aplica en diferentes dosificaciones a cada botella (25, 50, 100, 150, 200 o 250 ppm) dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), y se homogeniza la mezcla.
3. Se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada, se puede variar la temperatura para evaluar la efectividad de los demulsificantes con el aumento de la temperatura.
4. Cada 01 hora se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo.
5. Con ésta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, esta gráfica permite determinar la eficiencia del deshidratante bajo las condiciones establecidas.

Fig. N° 60: Procedimiento para la realización de la prueba de botella



Fuente: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004

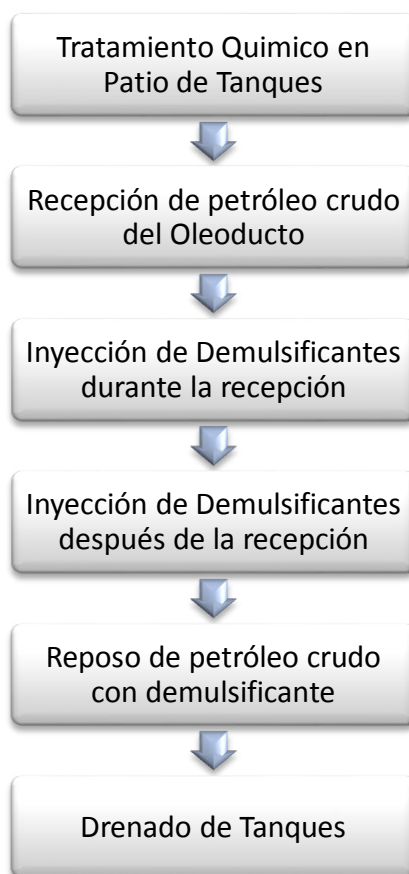
Fig. N° 61: Emulsiones antes y después de tratamiento químico con demulsificantes.



Fuente: www.verutek.com, 2014

3.5 TRATAMIENTO QUÍMICO EN PATIO DE TANQUES

Fig. N° 62: Esquema del Procedimiento del Tratamiento Químico en Patio de Tanques



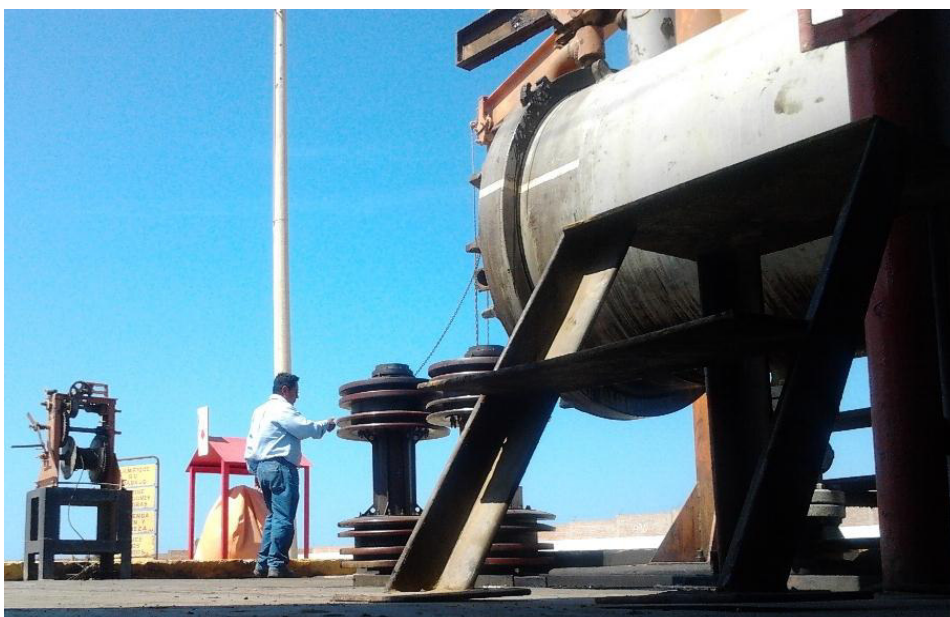
Fuente: Elaboración Propia, 2014

3.5.1 RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DEL OLEODUCTO

El petróleo crudo que se transporta a través del oleoducto norperuano se receptiona en el terminal Bayovar a un régimen o caudal de 5000 barriles por hora. El crudo se puede receptionar en un tanque o en dos tanques simultáneamente o en batería.

La recepción del petróleo crudo en el terminal Bayovar se realiza de dos maneras: por volumen y por calidad. Cuando es por volumen, Operaciones Oleoducto de Petroperú establece de acuerdo a su plan de bombeo que volumen se debe receptionar de cada crudo y en que tanques. Mientras que, cuando se receptiona por calidad se toman periódicamente muestras de crudo en la línea de recepción hasta que se produce un cambio en el grado API del crudo, entonces se realiza el cambio de tanque de recepción. Ambos métodos se complementan y pueden emplearse en conjunto durante el bombeo y la recepción del crudo, de tal manera que se recibe el volumen programado pero verificando la calidad para recibir el volumen correcto de crudo en los tanques programados. Asimismo, para separar los lotes o batch de crudo en el Oleoducto se utiliza un dispositivo denominado Raspatubos, con el objetivo de minimizar el riesgo de mezclar los crudos y detectar anomalías en la tubería.

Fig. N° 63: Trampa Scraper con raspatubos en Terminal Bayovar



Fuente: Elaboración Propia, 2014

3.5.2 APLICACIÓN DE DEMULSIFICANTE AL PETRÓLEO CRUDO

La sustancia química demulsificante debe entrar en contacto íntimo con el petróleo crudo, por ello se aplica en un sitio previamente determinado como el más adecuado mediante una bomba de inyección de química. El equipo de inyección es una bomba pequeña que puede ser operada por gas o presión, aire o eléctricamente; la bomba está conectada al depósito del químico de donde lo succiona y lo descarga a la presión requerida para poderlo inyectar a la línea de la emulsión. La velocidad de inyección se puede ajustar para inyectar la cantidad adecuada y así, evitar el desperdicio del producto, lo cual es importante ya que es bastante costoso.

El sitio de inyección del demulsificante varía de una instalación a otra, dependiendo de las características de los crudos. La bomba de inyección de sustancias químicas aplica los demulsificantes al sistema a una razón predeterminada que debe ser proporcional al volumen a tratar. Las pruebas de laboratorio indican la cantidad requerida o dosificación para el tratamiento del petróleo crudo emulsionado. Se aplicó el demulsificante Baker Petrolite DMO46X de BAKER HUGHES al petróleo crudo LORETO en las siguientes dosificaciones: 25ppm, 50ppm, 75ppm, 100ppm, 150ppm, 200ppm y 250ppm. De acuerdo a un análisis previo del patio tanques del Terminal Bayovar, se inyecta el demulsificante en la tubería del Oleoducto durante la recepción del petróleo crudo antes de que ingrese a los tanques, y después de que la recepción ha concluido, se aplica el demulsificante por las escotillas de los tanques de almacenamiento.

Cuadro N° 23: Propiedades físicas del demulsificante DMO46X

| Propiedades | Demulsificante Baker Petrolite DMO46X BAKER HUGHES |
|----------------------------|--|
| Aspecto General | Líquido de color marrón oscuro |
| Gravedad Específica a 60°F | 0.98 |
| Densidad a 60°F | 7.98 lbs/US gal |
| Punto de Inflamación, SFCC | 102°F (39°C) |
| Punto de Turbidez | -40°F (40°C) |
| Solubilidad | Hidrocarburos |
| Viscosidad a 60°F | 137 Cps |

Fuente: Product Data DMO46X Demulsifier, 2014

A. Inyección durante la recepción

Las sustancias demulsificantes vienen en una presentación de cilindros de 55 galones, y se transfiere mediante una bomba manual al tanque de la trampa scraper; luego se inyecta el demulsificante a la tubería del oleoducto desde el tanque de la trampa scraper, mediante la bomba de inyección de química.

El petróleo crudo con demulsificante ingresa a los tanques de almacenamiento a través de la línea de recepción de 40 pulgadas de diametro que se encuentra a 1 metro del fondo en los 14 tanques del terminal Bayovar.

B. Inyección después de la recepción

Cuando termina la recepción del crudo, se fiscalizan los tanques de almacenamiento y se transfiere la sustancia demulsificante del cilindro a galoneras de 5 galones.

En los fondos de los tanques es donde precipitan la mayor cantidad de sedimentos y se deposita el agua libre. Pero un porcentaje del agua se mantiene en suspensión en la parte superior o tapa y en el medio de los tanques de almacenamiento, es por ello que se procede a transportar las galoneras con la dosificación adecuada de demulsificante hasta la parte superior de los tanques de almacenamiento. El demulsificante se inyecta por todas las escotillas de los tanques de almacenamiento de manera proporcional y equitativa. La sustancia demulsificante se desplaza desde la tapa, pasando por el medio y llegando al fondo del tanque de almacenamiento, ayudando a que las gotas finas de agua en suspensión y emulsionadas se depositen en los fondos.

3.5.3 REPOSO Y DRENADO

Después de aplicar las sustancias demulsificantes al petróleo crudo que se transporta por el Oleoducto Norperuano, se procede a darle un tiempo de reposo durante su almacenamiento en el Terminal Bayovar, previo a las operaciones de embarque en el buque tanque.

El reposo sirve para darle tiempo suficiente a las sustancias demulsificantes para que actúen sobre el petróleo crudo permitiendo que se lleve a cabo la ruptura de las

emulsiones, la coalescencia de las gotas de agua y se depositen en el fondo del tanque en forma de agua libre. Una vez que se ha formado agua libre en los fondos, procedemos a drenar los tanques, que consiste en retirar el agua libre de los tanques a través de la línea de drenado que se encuentra a 1 pie del fondo. El agua drenada se transporta a través de las líneas de drenaje hasta la poza API, donde se separa el agua de las trazas de petróleo crudo. El petróleo crudo que se recupera en la poza API se recircula a los tanques de almacenamiento mediante una bomba y una línea de recuperación.

Fig. N° 64: Crudo Loreto antes y después de tratamiento químico con DMO46X Baker Hughes. Línea de drenaje del Tanque 11D-18, Terminal Bayovar, Petroperú.



Fuente: Elaboración Propia, 2014

4. SALUD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

4.1 SALUD Y SEGURIDAD

4.1.1 NORMAS DE SEGURIDAD EN PATIO DE TANQUES

Hay un número definido de normas de seguridad las cuales deberán ser seguidas estrictamente para evitar lesiones serias o la muerte, así como también daños a la propiedad y pérdida de producción. Las principales medidas de seguridad son las siguientes:

- No fumar o llevar materiales humeantes. Es muy posible que haya materiales volátiles con bajo punto de inflamación presentes. Prohibido fumar en el área de la planta, excepto en lugares especiales autorizados para tal fin.
- No pisar o caminar sobre los techos de los tanques.
- Conservar la cara y la parte superior del cuerpo apartada cuando se abran las portezuelas del muestreador. Es muy posible que se produzca una emisión de gases acumulados y vapores al abrir la portezuela.
- Nunca, bajo ninguna circunstancia debe entrar a un tanque, salvo que esté usando ropa de seguridad y un dispositivo de respiración aprobado y haya otro operador presente afuera para avisar o auxiliar en caso necesario.
- En cuanto a las visitas, solo personas autorizadas por la Administración y no se permite la entrada a menores de edad.
- Se prohíbe la permanencia de animales en la planta.
- Se prohíbe entrar a la planta con fósforos, fosforeras, armas de fuego y linternas que no estén a prueba de explosión.
- Solo podrán introducirse cámaras fotográficas en la planta con autorización expresa de la Administración, y en el caso de su autorizo no podrán tener flash.
- Los vehículos automotores no podrán entrar en la planta, aquellos que no tengan tubos de escape en buen estado y/o con matachispa; no tengan el motor cubierto; no tengan las baterías cubiertas; cisternas sin cadenas conductoras de electricidad estática con no menos de 2 eslabones tocando el pavimento, estando vacías; y tractores diseñados para trabajar en el campo.

- Conexión a tierra de tanques y equipos.
- Se deben utilizar los Equipos de protección personal adecuados.

También se toman medidas específicas en cuanto a:

- Trabajo dentro de las plantas.
- Sistemas de drenaje, recolección y disposición de residuales.
- La unidad debe estar provista de botiquines.
- Operaciones nocturnas, que introducen riesgos adicionales de accidentes.
- Área de gases.
- Comprobaciones e inspecciones periódicas.
- Diagrama de flujo del sistema de tuberías.
- Carga de gasolina y otros productos volátiles.
- Altura de llenado de los tanques teniendo en cuenta su capacidad operacional para evitar reboses del producto.

El personal encargado de las mediciones debe estar el menor tiempo posible en el techo del tanque, lo que dificulta el trabajo preciso de la medición impidiéndola en ocasiones debido a la elevada concentración de gases. En el caso de los tanques de techo flotante son necesarios dos operadores, uno para realizar la medición y un segundo operador situado en la escalera lateral del tanque, para en caso de un accidente, socorrer al que realiza la medición debido a la alta concentración de gases en el techo del tanque.

En algunos países las medidas de seguridad se extreman para la protección del trabajador y los recursos materiales. Se tiene en cuenta que un accidente en una refinería o en una zona donde exista una gran cantidad de combustible, traería consigo pérdidas de vidas humanas y recursos al país.

Los equipos de tele medición de nivel pueden utilizarse en tanques de almacenamiento de alta presión. También se pueden realizar mediciones muy exactas en productos con baja presión de vapor y en tanques que contengan productos muy viscosos como asfaltos oxidados, productos contaminantes o líquidos turbulentos. Las

mediciones manuales en estos casos se ven afectadas por la viscosidad del producto, dificultando la precisión en la medida y presentan una alta probabilidad de ignición, téngase en cuenta que para realizar una medición en el techo de un tanque, una de las normas de seguridad plantea que el calzado no puede tener clavos en la suela que puedan provocar una chispa.

4.1.2 TORMENTAS ELÉCTRICAS E INVENTARIADO EN TANQUES

Los rayos pueden provocar situaciones peligrosas, por lo que deben tomarse medidas para proteger el patio de tanques contra dichos peligros. Los sistemas modernos de inventariado incluyen muchos circuitos electrónicos, la posición de los equipos eléctricos en la parte superior de los tanques hace que sean más vulnerables a daños por tormentas que cualquier otro equipo industrial.

Los sistemas de comunicación de hoy en día interaccionan con los equipos de campo a través de redes digitales únicas, lo cual aumentan la probabilidad de posibles daños en los equipos ya que la red de comunicación se extiende por áreas cada vez más y más amplias. Con los requisitos de elevada fiabilidad y disponibilidad impuestos al Sistema de Inventariado, existe la necesidad de métodos de protección frente a tormentas eléctricas, bien diseñados y perfectamente experimentados en campo.

Un gran número de instalaciones están situadas en zonas de riesgo de tormentas eléctricas. Sólo se han producido unos pocos incidentes, donde las tormentas eléctricas, hayan tenido una actuación decisiva. Los daños producidos son siempre limitados y pueden ser reparados localmente con un gasto mínimo. Antes de que estos métodos de protección fueran utilizados, se experimentaban más daños por tormentas eléctricas.

En un patio de tanques, un rayo crea una diferencia de potencial directa entre el equipo de medida y el sistema receptor en la sala de control, en el esquema de la conexión eléctrica vemos al equipo de medida conectado por un lado a la tierra del tanque y por el otro al sistema receptor. El resultado es una diferencia de potencial entre el cable y el equipo medidor o el cable y el sistema receptor. Esta diferencia

entre el equipo y el cable tiende a igualarse, buscando un camino de baja impedancia entre la circuitería conectada al cable y tierra. Tan pronto como la diferencia de potencial excede el voltaje de aislamiento, se produce un cortocircuito entre la electrónica y tierra. Además, también aparecerán corrientes transitorias inducidas en componentes y cables adyacentes. Estas descargas eléctricas pasando a través de circuitos eléctricos causan efectos desastrosos. Cada semiconductor que no sea suficientemente rápido o capaz de soportar las corrientes generadas, aún en periodos de tiempo muy cortos, será ineludiblemente destruido.

Las técnicas para minimizar los daños producidos por rayos y corrientes transitorias son:

A. Circuito supresor

Incorporando circuitos especiales en todas las entradas y salidas de cables, es posible aminorar la magnitud del transitorio visto por el instrumento.

Un tubo de descarga de gases es la clave de esta solución. Los tubos de descarga de gases están disponibles para protecciones contra voltajes desde 60 V hasta más de 1000 V y tienen un tiempo de reacción de algunos microsegundos, después de los cuales generan un paso de gas ionizado conductor. No dan protección hasta que no son plenamente conductores.

Un “transzorb” o varistor, en combinación con una resistencia y preferiblemente una inductancia pueden añadirse para mejorar la protección. Estos semiconductores reaccionan en un par de nanosegundos y limitan el voltaje. El mayor problema es que cada vez que reacciona un supresor de transitorios, se degrada. La fiabilidad es por lo tanto más bien pobre, lo cual hace que estas técnicas de protección no sean adecuadas para aplicaciones tan críticas como el Inventariado en Tanques.

B. Circuito derivador

La derivación es una técnica más fiable y más adecuada para protección contra tormentas eléctricas de los instrumentos del Inventariado en Tanques. Las técnicas modernas de protección utilizan la derivación en combinación con apantallamiento y

aislamiento galvánico total. Se trata de una técnica en la que los grandes picos de voltaje son derivados más que disipados.

Son utilizados transformadores desarrollados especialmente en todas las entradas y salidas. Tienen dos pantallas de tierra internas separadas entre primario y secundario y el núcleo del transformador. El cableado proveniente del exterior del equipo está separado físicamente del cableado interno, al tiempo que se equipan todos los circuitos con tierras propias con el fin de blindar la electrónica en su conjunto.

Desafortunadamente este método no es aplicable con señales de corriente continua. En este caso se utilizan protecciones convencionales junto a aislamientos de tipo galvánico.

C. Conexión a tierra y apantallado

Un correcto apantallamiento y puesta a tierra de los instrumentos y sistemas conectados en campo es de gran ayuda contra los daños por tormentas eléctricas. El posible camino de descarga a través de la brida de un instrumento y la correspondiente brida de montaje, debe disponer de una resistencia cercana al cero, para prevenir la creación de diferencias de potencial. Una débil o total falta de toma a tierra, puede ser la causa de chispas y la posterior ignición de los vapores del producto circundante.

4.1.3 SISTEMAS DE MURO DE CONTENCIÓN

Se debe cumplir que los tanques deben estar reclusos dentro de un muro de contención o berma, las paredes del mismo pueden ser de concreto, mampostería o cualquier tipo de material el cual debe estar debidamente reforzado e impermeabilizado.

El dimensionamiento del muro de contención debe estar acorde con la capacidad nominal del tanque. La capacidad volumétrica del muro de contención debe ser igual o mayor que el volumen del tanque más grande completamente lleno comprendido dentro del área del muro conforme lo especifica la norma NFPA 30 "Flammable and

Combustible Liquids Code". El muro de contención debe contar con su respectiva válvula para drenaje.

4.1.4 SISTEMAS DE VENTILACIÓN

De acuerdo a lo indicado en las Normas Técnicas vigentes, se deben asegurar sistemas de ventilación adecuados que puedan regular las presiones y sub presiones internas evitando variaciones de presión que tengan como consecuencia un probable distorsionamiento del techo o el casco del tanque.

4.1.5 PREVENCIÓN DE DERRAMES

De acuerdo a las Normas Técnicas y Legales vigentes, a fin de asegurar la prevención de derrames que puedan afectar el medio ambiente y/o ocasionar riesgos, pérdidas económicas, etc.; se deberán instalar los respectivos controles de nivel del tanque. Se deberá instalar un control de nivel local redundante con el indicador ubicado en un área de fácil visibilidad para el operador de campo.

4.1.6 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO Y SISTEMA CONTRA INCENDIO

La Normativa vigente indica que se debe enfriar las paredes exteriores del tanque en caso se requiera mediante un sistema de enfriamiento adecuado, asimismo, suministrar el flujo adecuado de espuma contra incendio.

Este sistema contra incendio consta de unas tuberías que forman anillos alrededor del tanque. El anillo inferior es el encargado de verter agua y el superior espuma para evitar el calentamiento del tanque y controlar el incendio. Está normado en los depósitos de combustible un límite de llenado máximo por debajo del anillo de espuma para que este actúe y cumpla su objetivo sin dificultad. Todos los elementos de este sistema se pintan de rojo y son capaces de apagar un tanque a cientos de metros del sistema principal a través de bombas y tuberías.

4.2 MEDIO AMBIENTE

4.2.1 TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

La producción de Crudo y Gas Natural está usualmente asociada con la producción de agua. El agua producida puede ser agua que existe dentro de los reservorios de petróleo como fondos de agua, alternativamente el agua puede ser producida como resultado de operaciones de inundaciones de agua, donde el agua es inyectada en el reservorio para mejorar la recuperación.

La producción de agua presenta serios problemas de operación, económicos y ambientales, la producción de agua con el crudo o gas natural reduce la productividad del pozo debido al incremento de la pérdida de presión a través del sistema de producción. La presencia de hidrocarburos en el agua hace difícil la inyección de la misma en los pozos como agua de inyección para operaciones de recuperación secundaria. Esto es debido a que las gotas de hidrocarburo puede causar severos taponamientos en la formación. Considerando las características y la composición del subsuelo en la zona donde se realizará la inyección del agua tratada, se identifican los contaminantes cuya remoción es indispensable, para evitar el fenómeno de colmatación se necesita remover completamente los sólidos suspendidos, así como los compuestos que generan el agua calcárea.

Sistema de tratamiento de Agua

En general, el agua producida debe ser tratada antes de ser dispuesta o inyectada en el reservorio. Los minerales son eliminados mediante el ablandamiento con cal y carbonato de sodio, seguido por una sedimentación para eliminar los sólidos, además de que es un tratamiento efectivo para la remoción de la dureza. El propósito del tratamiento es remover el suficiente hidrocarburo del agua hasta que la cantidad remanente sea apropiada para la disposición y ser enviada al mar o inyección en reservorios de producción, lo cual será regulada por las leyes ambientales.

Equipos de Tratamiento de Agua

Los equipos de tratamiento de agua son esencialmente similares a los trifásicos, es decir separadores aceite-agua-gas. La diferencia principal es que para el equipo de tratamiento de agua, el agua es la fase continua y el hidrocarburo es un pequeño volumen de la mezcla del fluido.

Metodos de tratamiento de agua de producción

- A. Filtros.** En este método de tratamiento de agua, el agua producida es pasada a través de un lecho de poros, normalmente arena, donde el hidrocarburo es atrapado en el medio filtrante. A menos que se usen dos filtros en paralelo, el que está saturado será bloqueado y se realizará retrolavado al mismo usando agua o solvente. El fluido de resultante será dispuesto apropiadamente, lo cual suma más complicación y costos al proceso de tratamiento de agua.
- B. Precipitadores.** En este método, el agua producida es dirigida a través de un lecho de material poroso, tal como un tamiz, ubicado dentro del tambor horizontal que es similar en diseño al separador trifásico, el tambor es usado para promover la coalescencia de las gotas de hidrocarburo. El flujo de gotas de hidrocarburo producto de la coalescencia entra en contacto en contracorriente con el flujo de agua que baja el cual puede ser desnatado y enviado fuera del tambor.
- C. Tanques de Desnatado.** El tanque de desnatado es un equipo sencillo usado para el tratamiento primario del agua producida. Estos tanques son similares en forma, componentes y funciones. Sin embargo, su diseño está asociado con tratamiento atmosférico, por cuanto el tanque es usado cuando el tratamiento es desarrollado bajo condiciones de presión por encima de la presión atmosférica. Estos equipos son normalmente grandes en volumen para así proveer un tiempo de residencia suficientemente largo (10-30 min) para la coalescencia y separación por gravedad de las gotas de hidrocarburo.

4.2.2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE RESIDUOS DE PETRÓLEO CRUDO (BORRAS)

| METODO | Pto de vista | VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|--------------|--------------|--|--|
| Incineración | Económico | | El 100% de la borra producida se almacena, transporta y se hace disposición final a través de la incineración, generando costos proporcionales a la cantidad de borra producida, siendo más altos que el proceso de recuperación de crudo. La disposición final de este residuo por este método genera costos adicionales por control de emisión de gases. |
| | Operativo | | Mayor magnitud en las operaciones de almacenamiento, transporte y disposición final; ya que en el caso de la incineración corresponde al manejo del 100% de las borras. Sumado a que los procesos operativos por las normas ambientales a aplicar para residuos peligrosos RESPEL los hacen más exigentes y estrictos. Los procesos de incineración requieren procesos operativos para el control de emisiones de gases. |
| | Ambiental | . Se reduce la generación de carga contaminante a suelos. | A través de este método, se aportan cargas contaminantes al aire. |
| Diluyentes | Económico | El método se autofinancia al recuperar el crudo, al ser inyectado a las líneas de transporte y vendido. Se reduce los costos de almacenamiento y transporta al reducirse la cantidad de residuos. | Al no haber remoción de sedimentos, la borra volverá a aparecer en otro tanque o tubería más adelante, generando nuevamente los costos de tratamiento de dicha borra. |
| | Operativo | Se reduce la cantidad de residuos de borras a almacenar. Se reduce la cantidad residuo de borras a transportar | Volver a tratar la borra: al no existir remoción de sedimentos en el caso de borras con sedimentos, se trasladan estos sedimentos a la tubería o a tanques de almacenamiento que se encuentran más adelante en el transporte del crudo, obligando a repetir ó acelerar el proceso operativo de mantenimiento de tubería ó tanques y adicionalmente volver a tratar la borra. |
| | Ambiental | Reducción de generación de contaminantes al ambiente | Se diluye la borra, pero ambientalmente no se logra en el tiempo, una disminución de la cantidad de borra, sino se traslada el problema a otro punto. |

| METODO | Pto de vista | VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|-----------------------|--------------|--|-------------|
| Recuperación de crudo | Económico | El método se autofinancia al recuperar el crudo, al ser inyectado a las líneas de transporte y vendido. Se reduce los costos de almacenamiento al reducirse la cantidad de borras. Se reduce el costo de transporte al reducirse la cantidad de borras. Se reduce los costos por disposición final del residuo, al recuperarse el crudo y generarse una cantidad menor de residuo de borras correspondientes a sedimentos ó agua. | |

| | | | |
|-----------------|-----------|---|---|
| | Operativo | Se reduce la operación en almacenamiento, transporte y disposición final de borras, al reducirse la cantidad de borras. | |
| | Ambiental | Reducción de generación de contaminantes al ambiente | A los sedimentos presentes en la borra, obtenidos de la separación de la borra, es necesario hacer algún otro proceso de disposición final |
| Biorremediación | Económico | | Toda la borra producida se almacena y transporta para hacer disposición final, generando costos proporcionales a la cantidad de borra producida, siendo más altos que el proceso de recuperación de crudo. El costo de la disposición final de este residuo por este método es alto por todo el proceso operativo y de control biológico necesario. |
| | Operativo | | Mayor magnitud en las operaciones de almacenamiento, transporte y disposición final; ya que en el caso de la biorremediación, corresponde al manejo del 100% de las borras. Los procesos de biorremediación necesitan de gran control operativo para mantener condiciones biológicas. |
| | Ambiental | Se reduce la generación de carga contaminante al ambiente. | A través de este método, se aporta cargas contaminantes al ambiente, tanto en suelo como en aire. |

4.2.3 CRITERIOS RELACIONADOS A LA PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

De acuerdo a las Normas Técnicas - Legales vigentes, a fin de evitar y/o reducir aspectos ambientales significativos que puedan afectar al medio Ambiente, se deberá evitar riesgos de ocurrencia de aspectos ambientales significativos como:

- Explosión y/o incendio por exposición al calor y fuego (sistema Contra Incendios, sistema de enfriamiento, techo flotante, etc.)
- Derrames/contaminación ambiental por impacto a cuerpo receptor (indicador de nivel, impermeabilización del fondo del tanque, cimentación, etc.)
- Accidentes por condición insegura (iluminación, barandas, escaleras, etc.).

Para lo cual deberá tenerse en cuenta:

- Características del producto.
- Condiciones de operación del producto.
- Localización del tanque con respecto al resto de tanques, etc.
- Mejoras tecnológicas (control de nivel, sistemas automáticos, etc.)
- Experiencia (estadística de emergencias en el área de instalación propuesta).

5. CONCLUSIONES

1. Los análisis de laboratorio indican que los crudos Loreto, Piraña y Mayna tienen una gravedad API igual a 18, 20.1 y 22°API, y un porcentaje de azufre de 1.30%, 1.28% y 0.50%, respectivamente; por lo que se concluye que, los crudos Loreto y Piraña son pesados y ácidos, mientras que el crudo Mayna es Intermedio y dulce.
2. El porcentaje de agua y sedimentos (%BSW) en los crudos Loreto, Piraña y Mayna es de 0.400%, 1.000% y 0.500%, respectivamente en volumen; asimismo, el contenido de sales (PTB, Pounds of salt per Thousand Barrels of crude oil) es de 13.46, 19.48 y 11.27 para los crudos Loreto, Piraña y Mayna, respectivamente; con lo cual se concluye que efectivamente existe una relación directamente proporcional entre el contenido de agua y el contenido de sal en los crudos.
3. Las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo se han incrementado gracias a los recientes procesos exploratorios y perforación de nuevos pozos que han realizado los operadores de los lotes en la Amazonia peruana, esto sugiere que se puede incrementar la producción de petróleo crudo; asimismo, se hace necesario invertir en un adecuado sistema de transporte hacia los terminales de embarque en la costa peruana, para trasladarlo a las refinerías nacionales o exportarlo al mercado mundial, dado que es una fuente de recursos económicos para el país y la región (canon, regalías, renta, utilidades). Es por ello que debemos aprovechar este recurso racionalmente, y buscar la manera de mejorar su calidad, minimizando el impacto ambiental.
4. El crudo, normalmente cuando es extraído del pozo viene con cierta cantidad de agua libre, pero también con agua en emulsión. El agua es un componente que le resta valor comercial por lo que se hace necesario eliminarla o disminuirla en el crudo. Existen diversos procesos y equipos especializados, pero las sustancias químicas demulsificantes presentan una serie de ventajas sobre los otros métodos para romper las emulsiones y disminuir el porcentaje del agua en el crudo.
5. Se evaluaron las sustancias demulsificantes a diferentes dosificaciones y su evolución a través del tiempo. Es necesario hacer hincapié en que el demulsificante más eficiente, es aquél capaz de hacer coalescer mayor cantidad de agua, con la menor dosificación y en el menor tiempo.

6. Eliminar el agua libre o en emulsión es un proceso costoso, pero resulta mas costoso asumir las pérdidas económicas por las demoras durante los embarque del petróleo crudo cuando no se reúne las características de calidad de acuerdo a las instrucciones de las partes comerciales. Asimismo, cuando los crudos no cumplen con las especificaciones contractuales se podría generar un reclamo por parte del comprador que implican fuertes sanciones económicas y penalidades durante un proceso de cabotaje o exportación.
7. La precipitación de los asfaltenos y la formación de emulsiones de agua en crudo durante la producción, la formación de depósitos durante el transporte y en el almacenamiento de hidrocarburos, como el mejoramiento de residuales durante la refinación, entre otros, forman parte de los retos que debe afrontar la industria de los hidrocarburos.

6. RECOMENDACIONES

1. Un adecuado tratamiento químico del petróleo crudo no debe alterar las propiedades del crudo y hacer rentable la operación, tampoco debe afectar al medio ambiente, minimizando el impacto ambiental y de ser necesario segregar adecuadamente los residuos y aplicar la biorremediación, de acuerdo a la normativa ambiental vigente.
2. Estudiar las emulsiones del crudo, estabilidad y tiempo de formación, para comprobar si las emulsiones afectan a la deposición de sólidos y corrosión en los equipos de producción de petróleo. También se podría complementar el estudio realizando un análisis reológico de las emulsiones tomando en cuenta la variación de presión y temperatura, variables que si afectan al flujo del crudo.
3. Caracterizar los petróleos crudos peruanos mediante la cromatografía de gases (GC) y espectrometría de masas para ofrecer una perspectiva integral generando una huella cromatográfica distintiva. Las muestras se introducen al equipo sin manipulación previa como destilación o dilución, lo que trae como beneficio un análisis más representativo de las mismas. Adicionalmente, se evita el uso de material de laboratorio y su limpieza, así como el uso de solventes y agua, contribuyendo así a conservar el ambiente y a reducir el costo por análisis. El análisis cromatográfico es el complemento ideal para estudiar los crudos de nuestro país en combinación con la metodología tradicional.
4. Se debe minimizar la evaporación de las muestras de petróleo cuidando las etapas de muestreo, almacenamiento y acortar el tiempo transcurrido entre el muestreo y el análisis, a fin de obtener resultados más apegados a la composición original de las muestras y que éstos sean confiables para una interpretación adecuada. A fin de minimizar la evaporación, se sugiere coleccionar las muestras frescas, llenando completamente los frascos, conservarlas en refrigeración desde el momento mismo del muestreo hasta el momento de análisis y que las muestras se analicen lo más pronto posible en un solo bloque. Asimismo, tener el mayor cuidado durante el transporte de las muestras desde el lugar de muestreo hasta el lugar de análisis, utilizar siempre los envases permitidos de acuerdo a las normas API y ASTM, y en lugares de climas extremos utilizar cooler o termos para preservar las muestras.

5. Determinar el contenido agua y sedimentos por medio de los métodos de destilación y Karl Fischer para comparar los resultados y tener una mayor precisión de los datos experimentales, asimismo, para comparar la repetitibilidad y la reproducibilidad de los resultados experimentales.
6. Experimentar con otros agentes demulsificantes a distintas condiciones de operación, buscando incrementar la eficiencia y eficacia del tratamiento químico, tomando en cuenta que el exceso de dosificación podía incrementar los costos y traer como consecuencia la estabilización de la emulsión directa o producir emulsiones inversas. Otro aspecto a considerarse en próximas investigaciones es la optimización de los tiempos de retención y las eficiencias de recuperaciones. Se debe evaluar si es posible obtener eficiencias similares con tiempos de retención menores.
7. Se recomienda evaluar en detalle la logística para la implementación del proceso en campo, procesos de recirculación de crudo, bombas, tanques para separación crudo, agua y sedimentos, etc., con el objetivo de intentar reproducir de manera eficiente los resultados obtenidos a nivel de laboratorio, de manera que también podamos realizar un análisis económico válido.
8. Además de la prueba de botella, existen muchas otras técnicas experimentales para la selección y evaluación del desempeño de demulsificantes; tales como el probador de dispersante láser (turbiscan), el método electroacústico, el método de espectroscopia de alta frecuencia, el Método DEMCOM (control de la desemulsificación de crudos mediante el uso de medidas de conductividad), entre otros. Aunque son costosos, estos métodos pueden proporcionar información valiosa, cuantitativa y cualitativa, del mecanismo de desemulsificación.
9. Una empresa al invertir sus recursos en algún proyecto tiene siempre presente el factor económico, en ese sentido la inversión que hace se debe recuperar en el menor tiempo posible y generar una rentabilidad adecuada para que se pueda operar con éxito en la explotación de crudo.
10. Otras recomendaciones durante las pruebas en laboratorio son:
 - Eliminar las burbujas en la superficie del líquido, en el método del hidrómetro, para evitar medidas erróneas.

- Mantener el resto del vástago del hidrómetro seco, para evitar que el líquido aumente el peso efectivo del instrumento y por ende se toman lecturas erróneas.
- Verificar que los instrumentos estén secos y limpios.
- No realizar la práctica en lugares donde la corriente de aire pueda hacer variar la temperatura de la muestra en más de 5 °F
- La temperatura de la muestra debe ser medida con exactitud para evitar errores al momento de la corrección de la gravedad API
- Manipular los tubos centrífugos con pinzas al ser sometidos al baño de calentamiento, para evitar accidentes.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Alarcón, K.; Muñoz, R.; Labrador, H. "Análisis comparativo de los asfaltenos y sus fracciones obtenidas en ciclohexano procedentes del crudo guafita y su residuo al vacío". Investigación. Departamento de Química. Departamento de Física. Facultad de Ciencias y Tecnología. Universidad de Carabobo. Carabobo, Venezuela (2010)
2. Sosa, J. "Análisis cromatográfico del asfalto producido en la refinería estatal de esmeraldas". Trabajo de graduación para la obtención del título de ingeniero químico. Facultad de Ingeniería Química. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador (2012)
3. Cañipa, N. "Caracterización de petróleos de México mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales". Trabajo de investigación para la obtención del título de Maestra en Ciencias Químicas. Instituto de Ciencias Básicas e Ingeniería. Universidad Autónoma del estado de Hidalgo. Pachuca de Soto, Hidalgo, Mexico (2002)
4. Sinche, D. "Caracterización físico-química de naftas producidas en la refinería estatal de Esmeraldas, mediante cromatografía de gases". Trabajo de graduación para la obtención del título de ingeniero químico. Facultad de Ingeniería Química. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador (2012)
5. Salager J.L., Marfisi S. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP 853PP, Módulo de enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1999). Cuaderno FIRP N° S853PP, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de Los Andes Mérida 5101 Venezuela, (mayo 2004)
6. Torres, E. "Caracterización y Evaluación del crudo carga de la refinería estatal de Esmeraldas". Trabajo de graduación para la obtención del título de ingeniero

- químico. Facultad de Ingeniería Química. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador (2013)
7. Pazmiño, K. “Validación de los métodos de ensayo de sal en crudo, sedimentos por extracción y azufre en el petróleo crudo y sus derivados”. Tesis de grado para la obtención del título de ingeniero químico. Facultad de Ingeniería Química. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador (2013)
 8. Díaz Ugarte, J. “Bombeo de crudo altamente viscoso en el tramo I del O. N. P. mediante bombas de tornillo”. Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico – Eléctrico. Universidad de Piura. FACULTAD DE INGENIERÍA. Área Departamental de Ingeniería Mecánico-Eléctrica (2009)
 9. Benavides, X.; Nuñez, S. “Estudio Tecnico Economico del tratamiento químico para la deshidratación de crudo en el campo Shushufindi”. Tesis de grado. Escuela Politecnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Ecuador (2011)
 10. Nuñez, S.; Scrofani, I. “Determinación de la eficiencia del proceso de deshidratación mediante el uso del método demcom en un crudo mediano”. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleo. Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de petróleo. Venezuela (2011)
 11. Fuentes, A. “Evaluar por medio de pruebas de laboratorio de químicos demulsificantes para inyectarse a la línea de crudo merey antes de su almacenamiento”. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleo. Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de petróleo. Venezuela (2011)
 12. Fernández, A. “Selección de un agente desemulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la Unidad Colón del Municipio Jesús María Semprúm del

- Estado Zulia”. Tesis para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. (2002)
13. Mariani, G. “Evaluación del sistema de deshidratación de crudo en la estación Batería-17, perteneciente a la unidad de producción mediano. Distrito Sur - San Tomé. PDVSA”. Tesis de grado. Departamento de Ingeniería de Petróleo. Puerto la Cruz, Venezuela (2008)
14. Suárez, L. “Desarrollo de un método químico para recuperación de crudo a partir de las borras generadas en los procesos de mantenimiento de tanques y tuberías en distritos de producción petroleros de Colombia”. Tesis para optar el título de Magister en Ingeniería Ambiental. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería (2011)
15. Silva, J. “Diseño conceptual de equipos para el tratamiento de crudos y aguas efluentes”. Tesis para optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleo. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería, División de Postgrado (2005)
16. Mosquera, L.; Rodriguez, V. “Optimización de las facilidades de producción del campo Cuyabeno”. Tesis de grado. Escuela Politecnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Ecuador (2010)
17. Becher P., “Emulsions: Theory and Practice”, Ed.3, American Chemical Society, Washington, D.C. (2001).
18. Goldszal, A., Bourrel M. Demulsification of Crude Oil Emulsions: Correlation to Microemulsion Phase Behavior. Ind. Eng. Chem. Res., 39:2746-2751 (2000).

8. ANEXOS**ANEXO 1: DATOS EXPERIMENTALES****FISCALIZACIÓN DE TANQUES**

Cuadro N° 24: Fiscalización de Tanques 27/06/2014 - 29/06/2014

| Primer Muestreo | | | | | | |
|-----------------|------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------|-------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Nivel Tanque (Pie-pulg-oct) | Nivel Agua Libre y Emulsión | Temperatura Tanque (°F) | | |
| | | | | Tapa | Centro | Fondo |
| 11-D-9 | Loreto | 49'08"0 | 00'00"1 | 85.8 | 85.5 | 79.8 |
| 11-D-18 | Loreto | 53'01"6 | 00'02"4 | 82.2 | 82.4 | 77.6 |
| 11-D-19 | Loreto | 54'01"7 | 00'00"1 | 84.3 | 84.0 | 77.7 |
| 11-D-21 | Mayna | 53'11"5 | 00'00"1 | 84.5 | 84.2 | 78.5 |
| 11-D-22 | Mayna | 21'10"1 | 00'00"1 | 85.3 | 85.1 | 80.7 |

Cuadro N° 25: Fiscalización de Tanques 22/07/2014 - 24/07/2014

| Segundo Muestreo | | | | | | |
|------------------|------------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------|--------|-------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Nivel Tanque (Pie-pulg-oct) | Nivel Agua (Pie-pulg-oct) | Temperatura Tanque (°F) | | |
| | | | | Tapa | Centro | Fondo |
| 11-D-9 | Loreto | 53'10"4 | 00'00"1 | 83.1 | 82.7 | 77.3 |
| 11-D-18 | Loreto | 49'10"6 | 00'03"0 | 80.0 | 79.8 | 76.1 |
| 11-D-20 | Loreto | 53'11"4 | 00'06"0 | 80.7 | 80.7 | 77.6 |
| 11-D-22 | Mayna | 40'08"7 | 00'00"1 | 81.9 | 82.5 | 80.0 |

Cuadro N° 26: Fiscalización de Tanques 21/09/2014 - 23/09/2014

| Tercer Muestreo | | | | | | |
|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------|--------|-------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Nivel Tanque (Pie-pulg-oct) | Nivel Agua (Pie-pulg-oct) | Temperatura Tanque (°F) | | |
| | | | | Tapa | Centro | Fondo |
| 11-D-19 | Piraña | 49'03"0 | 00'01"4 | 81.1 | 80.3 | 74.2 |
| 11-D-20 | Piraña | 53'04"1 | 00'06"0 | 77.3 | 75.9 | 71.4 |
| 11-D-5 | Piraña | 49'06"2 | 00'02"0 | 84.9 | 83.6 | 78.7 |

Cuadro N° 27: Fiscalización de Tanques 25/09/2014 - 27/09/2014

| Cuarto Muestreo | | | | | | |
|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------|--------|-------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Nivel Tanque (Pie-pulg-oct) | Nivel Agua (Pie-pulg-oct) | Temperatura Tanque (°F) | | |
| | | | | Tapa | Centro | Fondo |
| 11-D-9 | Loreto | 53'07"4 | 00'03"0 | 83.2 | 81.5 | 81.3 |
| 11-D-18 | Loreto | 53'08"6 | 00'00"1 | 81.1 | 81.2 | 81.5 |
| 11-D-21 | Mayna | 30'08"5 | 00'00"1 | 79.6 | 79.5 | 78.7 |
| 11-D-22 | Mayna | 15'09"6 | 00'00"1 | 75.1 | 75.0 | 73.2 |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Cuadro N° 28: Caracterización de Crudo – Primer Muestreo

| N° Tanque | Tipo Crudo | API Obs. | T° Obs. | %BSW V1 (ml) | %BSW V2 (ml) | SAL (PTB) | AZUFRE (%m/m) |
|-----------|------------|----------|---------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| 11-D-9 | Loreto | 18.6 | 75.0 | 0.100 | 0.100 | 14.20 | 1.25 |
| 11-D-18 | Loreto | 18.6 | 75.0 | 0.150 | 0.150 | 16.28 | |
| 11-D-19 | Loreto | 18.5 | 75.0 | 0.050 | 0.050 | 11.40 | |
| 11-D-21 | Mayna | 24.3 | 80.7 | 0.300 | 0.300 | 10.90 | 0.50 |
| 11-D-22 | Mayna | 23.2 | 81.8 | 0.100 | 0.100 | 5.88 | |

Cuadro N° 29: Caracterización de Crudo – Segundo Muestreo

| N° Tanque | Tipo Crudo | API Obs. | T° Obs. | %BSW V1 (ml) | %BSW V2 (ml) | SAL (PTB) | AZUFRE (%m/m) |
|-----------|------------|----------|---------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| 11-D-9 | Loreto | 18.9 | 78.0 | 0.200 | 0.200 | 19.75 | 1.34 |
| 11-D-18 | Loreto | 19.0 | 78.0 | 0.150 | 0.150 | 14.97 | |
| 11-D-20 | Loreto | 18.8 | 79.5 | 0.050 | 0.050 | 18.67 | |
| 11-D-22 | Mayna | 23.0 | 80.0 | 0.150 | 0.150 | 8.94 | 0.51 |

Cuadro N° 30: Caracterización de Crudo – Tercer Muestreo

| N° Tanque | Tipo Crudo | API Obs. | T° Obs. | %BSW V1 (ml) | %BSW V2 (ml) | SAL (PTB) | AZUFRE (%m/m) |
|-----------|------------|----------|---------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| 11-D-19 | Piraña | 21.2 | 79.5 | 0.400 | 0.400 | 35.57 | 1.94 |
| 11-D-20 | Piraña | 21.0 | 84.5 | 0.200 | 0.200 | 17.07 | |
| 11-D-5 | Piraña | 21.6 | 82.9 | 0.100 | 0.100 | 9.18 | |

Cuadro N° 31: Caracterización de Crudo – Cuarto Muestreo

| N° Tanque | Tipo Crudo | API Obs. | T° Obs. | %BSW V1 (ml) | %BSW V2 (ml) | SAL (PTB) | AZUFRE (%m/m) |
|-----------|------------|----------|---------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| 11-D-9 | Loreto | 18.6 | 75.0 | 0.150 | 0.150 | 13.94 | 1.30 |
| 11-D-18 | Loreto | 18.6 | 75.0 | 0.250 | 0.250 | 18.40 | |
| 11-D-21 | Mayna | 24.3 | 80.7 | 0.250 | 0.200 | 10.90 | 0.58 |
| 11-D-22 | Mayna | 23.2 | 81.8 | 0.150 | 0.150 | 7.40 | |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

ANEXO 2: CALCULOS**TEMPERATURA PROMEDIO DE TANQUE**

$$T_{\text{tanque}} = \frac{T_{\text{tapa}} + T_{\text{centro}} + T_{\text{fondo}}}{3}$$

T_{tapa} = temperatura de la tapa del tanque

T_{centro} = temperatura del centro del tanque

T_{fondo} = temperatura del fondo del tanque

Para el primer muestreo del tanque 11D-9 de crudo Loreto (ver Cuadro N° 22):

$$T_{\text{tanque}} = \frac{85.8 + 85.5 + 79.8}{3} = 83.7^{\circ}\text{F}$$

VOLUMEN BRUTO OBSERVADO (GROSS OBSERVED VOLUME, GOV)

Del Cuadro N° 22:

Nivel Tanque = 49'08"0

Nivel Agua = 00'00"1

Con los niveles del tanque 11D-19, encontramos en las Tablas de Cubicación del Terminal Bayovar los siguientes datos:

TOV = 118,827.62 Barriles (Volumen Total Observado)

FW = 118.39 Barriles (Agua Libre)

Del punto 2.6.1.14 sabemos que:

$$\text{GOV} = \text{TOV} - \text{FW}$$

$$\text{GOV} = 118,827.62 - 118.39$$

$$\text{GOV} = 118, 709.23 \text{ Barriles}$$

API @ 60°F

Del Cuadro N° 26: API observado = 18.6° y Temperatura observada = 75.0°F

Utilizamos la Tabla 5A para Petróleo Crudo, entonces la gravedad API a la temperatura observada se corrige a la temperatura estándar (60°F) de la siguiente manera:

$$18.6^{\circ}\text{API @ } 75.0^{\circ}\text{F} = 17.7^{\circ}\text{API @ } 60.0^{\circ}\text{F}$$

FACTOR DE CORRECCIÓN DE VOLUMEN (VOLUME CORRECTION FACTOR, VCF)

De 5.1 sabemos que: Temperatura tanque = 83.7°F

De 5.3 sabemos que: API @ 60.0°F = 17.7°

Para determinar el VCF de Petróleo crudo, utilizamos la tabla 6A Factor de Corrección de Volumen debido a la temperatura contra la gravedad API a 60°F: VCF = 0.99097

VOLUMEN BRUTO ESTÁNDAR (GROSS STANDARD VOLUME, GSV)

Del punto 2.6.1.15 sabemos que: $\text{GSV} = \text{GOV} \times \text{VCF}$

De 5.2 sabemos que: GOV = 118, 709.23 Barriles

De 5.4 sabemos que: VCF = 0.99097

Reemplazando:

$$\text{GSV} = 118, 709.23 \times 0.99097$$

$$\text{GSV} = 117, 637.29 \text{ Barriles}$$

PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS (BASIC SEDIMENT & WATER, %BSW)

Como ya se vio en el punto 3.3.2.2, para determinar el %BSW en el Laboratorio se utilizan 2 tubos para la centrifugación. Para calcular el agua y sedimento de la muestra se deben sumar los volúmenes de agua y sedimentos de ambos tubos: $V = V_1 + V_2$

Donde:

V = agua y sedimento de la muestra (el resultado de la prueba, % V/V)

V_1 = volumen final de agua y sedimento (ml) por 50 ml de muestra en el primer tubo.

V2 = volumen final de agua y sedimento (ml) por 50 ml de muestra en el segundo tubo.

Del Cuadro N° 26:

$$V1 = 0.100 \text{ ml}$$

$$V2 = 0.100 \text{ ml}$$

Reemplazando:

$$V = 0.100 \text{ ml} + 0.100 \text{ ml} = 0.200 \text{ ml}$$

Reportar el resultado V como agua y sedimento, %V/V como se muestra en el Cuadro N°21, por lo tanto:

$$\%BSW = 0.200 \%$$

VOLUMEN NETO ESTÁNDAR (NET STANDARD VOLUME, NSV)

Del punto 2.6.1.16 sabemos que: $NSV = GSV - BS\&W$

De 5.5 sabemos que: $GSV = 117,637.29$ Barriles

De 5.6 sabemos que: $\%BSW = 0.200\%$

Reemplazando:

$$NSV = 117,637.29 - (117,637.29) \times (0.200)$$

$$GSV = 117,402.02 \text{ Barriles}$$

SAL (PTB - POUNDS OF SALT PER THOUSAND BARRELS OF CRUDE OIL)

Al valor obtenido con la muestra de crudo diluido, se le resta el valor de la medición en blanco (solución de alcohol que se utilizó para diluir la muestra), para obtener la lectura actual neta de la muestra.

A partir de la curva o tabla de calibración, se lee la concentración de sal indicada en lb/1000Bl (PTB), que corresponde a la lectura de corriente neta (mA) de la muestra.

El equipo reporta directamente los valores de corriente en mA y con la tabla de calibración del equipo se determina la cantidad de sal en la muestra de petróleo crudo.

Fig. N° 65: Determinación de Sal en la muestra de petróleo crudo



Fuente: Elaboración Propia, 2014

PORCENTAJE DE AZUFRE (%S)

El equipo de Espectrometría de Fluorescencia de Energía Dispersiva de Rayos X analiza 3 veces consecutivas la muestra de petróleo crudo, calcula automáticamente un valor promedio y reporta el porcentaje en masa (%m/m) de Azufre.

Fig. N° 66: Determinación de Azufre en la muestra de petróleo crudo



Fuente: Elaboración Propia, 2014

MUESTRA COMPÓSITO

Para preparar la muestra compósito del Crudo Loreto debemos completar los datos en el cuadro 20. Del Cuadro N° 30 sabemos que:

$$V1 = 118,709.23 \text{ Bbls}$$

$$V2 = 127,107.08 \text{ Bbls}$$

$$V3 = 129,788.90 \text{ Bbls}$$

Entonces calculamos VT:

$$VT = V1+V2+V3 = 118,709.23 + 127,107.08 + 129,788.90 = 375,605.21 \text{ Bbls}$$

Luego calculamos el porcentaje que corresponde a cada tanque:

$$P1 = V1/VT * 100 = (118,709.23 / 375,605.21) * 100 = 0.3160 * 100 = 31.60\%$$

$$P2 = V2/VT * 100 = (127,107.08 / 375,605.21) * 100 = 0.3384 * 100 = 33.84\%$$

$$P3 = V3/VT * 100 = (129,788.90 / 375,605.21) * 100 = 0.3456 * 100 = 34.56\%$$

Para determinar el Volumen Total de la Muestra Compósito, se deben tomar en cuenta las instrucciones del comprador y del vendedor, en tal sentido se deben entregar las siguientes muestras:

Cuadro N° 32: Cuadro de distribución de las muestras compósitos.

| Muestra | Muestras |
|--|-------------|
| Pluspetrol (vendedor) | 1 x 1 Galón |
| Chevron (comprador) | 2 x 1 Galón |
| Buque tanque | 1 x 1 Galón |
| SGS (Cargo Representative - Laboratorio) | 1 x 1 Galón |
| Petroperú (Terminal - Laboratorio) | 1 x 1 Galón |
| Inspector Independiente | 1 x 1 Galón |
| TOTAL | 7 x 1 Galón |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

Por lo tanto VM = 7 Galones = 26.5 litros aproximadamente

Finalmente, determinamos el volumen de muestra que corresponde a cada tanque:

$$VM1 = V1/VT * VM = (118,709.23 / 375,605.21) * 7 = 0.3160 * 7 = 2.2 \text{ Gal} = 8.4 \text{ L}$$

$$VM2 = V2/VT * VM = (127,107.08 / 375,605.21) * 7 = 0.3384 * 7 = 2.4 \text{ Gal} = 9.0 \text{ L}$$

$$VM3 = V3/VT * VM = (129,788.90 / 375,605.21) * 7 = 0.3456 * 7 = 2.4 \text{ Gal} = 9.1 \text{ L}$$

Cuadro N° 33: Cálculos para preparar la muestra compósito de crudo Loreto.

| Tanque | Volumen Tanque TOV (Bbls) | Porcentaje de cada tanque | Volumen Muestra | |
|---------|------------------------------|------------------------------|-----------------|--------|
| | | | Galones | Litros |
| 11-D-9 | 118,709.23 | 31.60% | 2.2 | 8.4 |
| 11-D-18 | 127,107.08 | 33.84% | 2.4 | 9.0 |
| 11-D-19 | 129,788.90 | 34.56% | 2.4 | 9.1 |
| TOTAL | 375,605.21 | 100% | 7.0 | 26.5 |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

ANEXO 3: RESULTADOS**FISCALIZACIÓN DE TANQUES**

Cuadro N° 34: Resultados Fiscalización de Tanques 27/06/2014 - 29/06/2014

| Primer Muestreo | | | | | |
|-----------------|------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Temp. Tanque Prom (°F) | Volumen Observado TOV (Bbls) | Volumen Corregido GSV (Bbls) | Volumen Neto NSV (Bbls) |
| 11-D-9 | Loreto | 83.7 | 118,709.23 | 117,637.29 | 117,402.02 |
| 11-D-18 | Loreto | 80.7 | 127,107.08 | 126,104.21 | 125,725.90 |
| 11-D-19 | Loreto | 82.0 | 129,788.90 | 128,702.57 | 128,573.87 |
| 11-D-21 | Mayna | 82.4 | 129,340.01 | 128,157.84 | 127,388.89 |
| 11-D-22 | Mayna | 83.7 | 52,225.48 | 51,727.25 | 51,623.80 |

Cuadro N° 35: Resultados Fiscalización de Tanques 22/07/2014 - 24/07/2014

| Segundo Muestreo | | | | | |
|------------------|------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Temp Tanque Prom (°F) | Volumen Observado TOV (Bbls) | Volumen Corregido GSV (Bbls) | Volumen Neto NSV (Bbls) |
| 11-D-9 | Loreto | 81.0 | 128,790.27 | 127,757.37 | 127,246.34 |
| 11-D-18 | Loreto | 78.6 | 119,310.22 | 118,461.92 | 118,106.53 |
| 11-D-20 | Loreto | 79.7 | 129,340.49 | 128,370.44 | 127,985.33 |
| 11-D-22 | Mayna | 81.5 | 97,632.01 | 96,787.49 | 96,497.13 |

Cuadro N° 36: Resultados Fiscalización de Tanques 21/09/2014 - 23/09/2014

| Tercer Muestreo | | | | | |
|-----------------|------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Temp Tanque Prom (°F) | Volumen Observado TOV (Bbls) | Volumen Corregido GSV (Bbls) | Volumen Neto NSV (Bbls) |
| 11-D-19 | Piraña | 78.5 | 117,995.75 | 117,137.92 | 116,200.82 |
| 11-D-20 | Piraña | 74.9 | 127,865.12 | 127,122.22 | 126,613.73 |
| 11-D-5 | Piraña | 82.4 | 118,219.36 | 117,176.67 | 116,942.32 |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

Cuadro N° 37: Resultados Fiscalización de Tanques 25/09/2014 - 27/09/2014

| Cuarto Muestreo | | | | | |
|-----------------|------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | Temp Tanque Prom (°F) | Volumen Observado TOV (Bbls) | Volumen Corregido GSV (Bbls) | Volumen Neto NSV (Bbls) |
| 11-D-9 | Loreto | 81.0 | 118,435.57 | 117,482.16 | 116,894.75 |
| 11-D-18 | Loreto | 81.3 | 128,191.91 | 127,102.28 | 126,720.97 |
| 11-D-21 | Mayna | 79.0 | 73,549.00 | 72,973.85 | 72,645.47 |
| 11-D-22 | Mayna | 74.4 | 37,733.47 | 37,512.35 | 37,399.81 |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Cuadro N° 38: Resultados Caracterización de Crudo – Primer Muestreo

| Primer Muestreo: M/T PRINCIMAR GRACE | | | | | |
|--------------------------------------|------------|------------|-------|-------|--------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | API a 60°F | BSW | SAL | AZUFRE |
| 11-D-9 | Loreto | 17.7 | 0.200 | 14.20 | - |
| 11-D-18 | Loreto | 17.7 | 0.300 | 16.28 | - |
| 11-D-19 | Loreto | 17.6 | 0.100 | 11.40 | - |
| 11-D-21 | Mayna | 22.9 | 0.600 | 10.90 | - |
| 11-D-22 | Mayna | 21.8 | 0.200 | 5.88 | - |
| Composito | Loreto | 17.7 | 0.200 | 13.94 | 1.25 |
| Composito | Mayna | 22.7 | 0.500 | 9.91 | 0.50 |

Cuadro N° 39: Resultados Caracterización de Crudo – Segundo Muestreo

| Segundo Muestreo: M/T OVERSEAS SILVERMAR | | | | | |
|--|------------|------------|-------|-------|--------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | API a 60°F | BSW | SAL | AZUFRE |
| 11-D-9 | Loreto | 17.9 | 0.400 | 19.75 | - |
| 11-D-18 | Loreto | 18.0 | 0.300 | 14.97 | - |
| 11-D-20 | Loreto | 17.7 | 0.300 | 18.67 | - |
| 11-D-22 | Mayna | 21.8 | 0.300 | 8.94 | - |
| Composito | Loreto | 17.8 | 0.300 | 17.07 | 1.34 |
| Composito | Mayna | 21.8 | 0.300 | 8.94 | 0.51 |

Cuadro N° 40: Resultados Caracterización de Crudo – Tercer Muestreo

| Tercer Muestreo: M/T WORLD HARMONY | | | | | |
|------------------------------------|------------|------------|-------|-------|--------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | API a 60°F | BSW | SAL | AZUFRE |
| 11-D-19 | Piraña | 20.0 | 0.800 | 35.57 | - |
| 11-D-20 | Piraña | 19.5 | 0.400 | 17.07 | - |
| 11-D-5 | Piraña | 20.2 | 0.200 | 9.18 | - |
| Composito | Piraña | 20.0 | 0.500 | 24.13 | 1.94 |

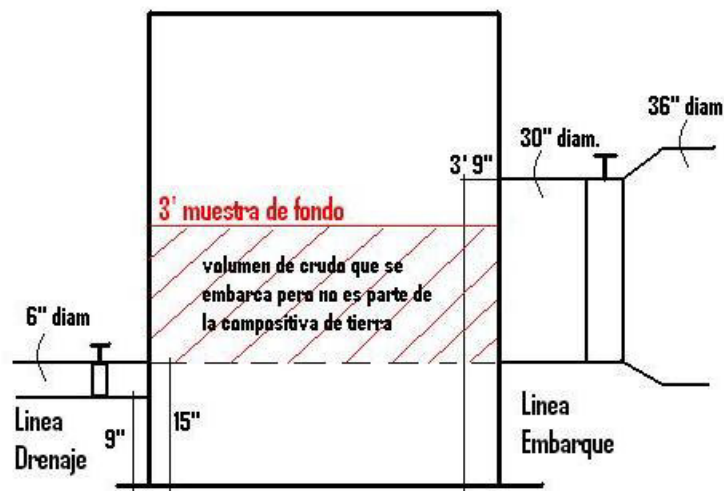
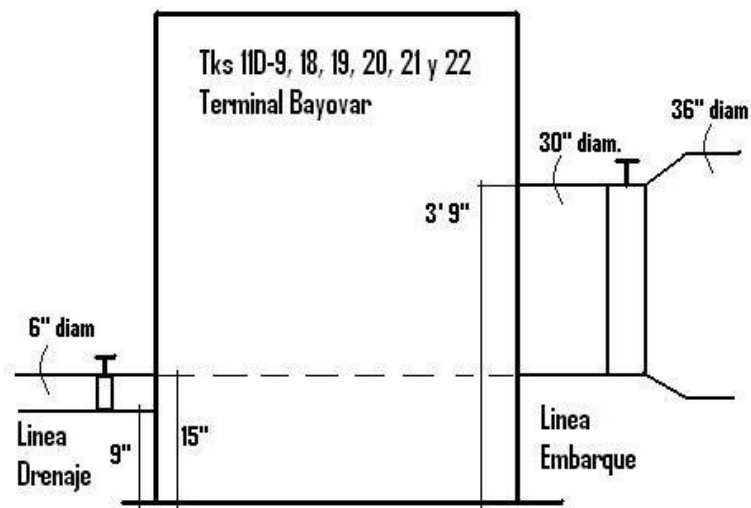
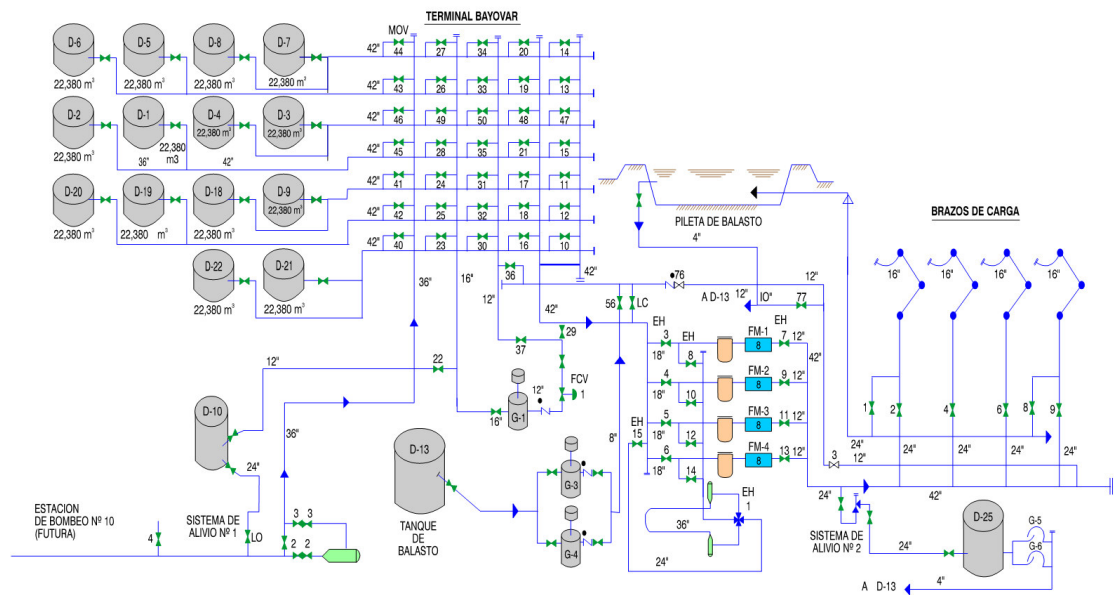
Fuente: Elaboración Propia, 2014

Cuadro N° 41: Resultados Caracterización de Crudo – Cuarto Muestreo

| Cuarto Muestreo: M/T OVERSEAS JADEMAR | | | | | |
|---------------------------------------|------------|------------|-------|-------|--------|
| N° Tanque | Tipo Crudo | API a 60°F | BSW | SAL | AZUFRE |
| 11-D-9 | Loreto | 18.7 | 0.300 | 13.94 | - |
| 11-D-18 | Loreto | 18.2 | 0.500 | 18.40 | - |
| 11-D-21 | Mayna | 22.4 | 0.450 | 10.90 | - |
| 11-D-22 | Mayna | 22.8 | 0.300 | 7.40 | - |
| Composito | Loreto | 18.3 | 0.400 | 17.34 | 1.30 |
| Composito | Mayna | 22.2 | 0.500 | 13.17 | 0.58 |

Fuente: Elaboración Propia, 2014

ANEXO 4: ESQUEMAS Y DIAGRAMAS DEL TERMINAL BAYOVAR



ANEXO 5: IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS POSIBLES PUNTOS DE APLICACIÓN DEL DEMULSIFICANTE EN EL PATIO DE TANQUES DEL TERMINAL BAYOVAR, PETROPERÚ

| PUNTO | VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|---|--|--|
| 1) Escotillas del tanque | <ul style="list-style-type: none"> Se puede agregar el demulsificante en cualquier momento. Se puede aplicar a todos los tanques. El demulsificante entra en contacto directo con el crudo inmediatamente. | <ul style="list-style-type: none"> No hay una mezcla homogénea entre el crudo y el demulsificante. Hay que transferir el demulsificante del cilindro a las galoneras. Hay que transportar el demulsificante hasta la parte superior del tanque. Se necesita personal adicional o contratista que apoye con el transporte y la dosificación del demulsificante. |
| 2) Toma de 1" en válvula de pie o drenaje | <ul style="list-style-type: none"> Se puede agregar el demulsificante en cualquier momento. Se puede aplicar a todos los tanques. El demulsificante entra en contacto directo con el crudo inmediatamente. | <ul style="list-style-type: none"> Se necesita bomba para inyectar el demulsificante por la válvula de pie. Se necesita manguera y accesorios de conexión para la toma de 1". Se necesita transportar la bomba e ingresar al dique del tanque. |
| 3) Trampa de scrapers o raspatabos | <ul style="list-style-type: none"> Se aplica el demulsificante durante la recepción de crudo del oleoducto, bombeos cortos y largos. Se puede aplicar a todos los tanques. La bomba inyecta el crudo con demulsificante por la válvula de pie. Se puede aplicar el demulsificante directamente del cilindro a la bomba de trampa scraper, no hay desniveles. | <ul style="list-style-type: none"> Solo se puede aplicar demulsificante durante la recepción de crudo del oleoducto. Distancia considerable entre el punto de aplicación (línea de recepción del oleoducto) y los tanques de crudo. Probabilidad de que el demulsificante se quede en la línea de recepción y no llegue inmediatamente hasta el tanque. |
| 4) Poza API | <ul style="list-style-type: none"> Se puede aplicar el demulsificante directamente del cilindro a la poza API, no hay desniveles. El demulsificante se aplica al crudo en la poza antes o durante la recuperación de crudo. La bomba inyecta el crudo con demulsificante por la válvula de drenaje. Corta distancia entre el punto de aplicación y los tanques de crudo. | <ul style="list-style-type: none"> Solo se puede aplicar demulsificante durante la recuperación de crudo de la poza API. Solo se podría aplicar demulsificante a los tanques 11D-7 y 11D-8, que son los únicos tanques alineados con la poza API. |

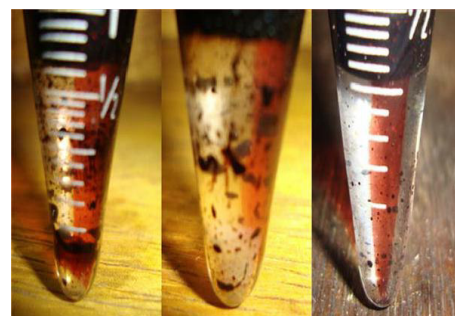
Fuente: Elaboración Propia, 2014

ANEXO 6: TRATAMIENTO QUIMICO DEL PETROLEO CRUDO EN CAMPO

ANALISIS EN LABORATORIO



PRUEBAS EN LABORATORIO



LINEAS DE RECEPCION Y DRENAJE EN TERMINAL BAYOVAR



EMULSION AGUA EN CRUDO ANTES DE TRATAMIENTO QUIMICO



DOSIFICACION DE DEMULSIFICANTES



INYECCION DE DEMULSIFICANTES



DRENADO DE AGUA LIBRE DESPUES DE TRATAMIENTO QUIMICO



ANEXO 7: DISEÑO DE EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES

El crudo con demulsificante llega al tanque de lavado y los principales parámetros a considerar en la deshidratación del crudo mediante un tanque de lavado son las características físico-químicas del crudo emulsionado, las condiciones de tratamiento (al menos presión y temperatura), la velocidad de ascenso del crudo, la velocidad de asentamiento del agua, los niveles operables de agua y crudo, el tiempo de residencia del crudo emulsionado, los tiempos de recorrido del crudo y del agua. La velocidad de ascenso de las partículas ligeras en la fase pesada o la velocidad de asentamiento de las partículas pesadas en la fase ligera es considerada como flujo laminar y esta gobernada por la ley de Stokes, cuya fórmula es:

$$V = \frac{g^* D^2 (\delta A g - \delta A c)}{\mu}$$

La velocidad de elevación de las partículas de condensado (fase ligera) en el agua (fase pesada) está en función del diámetro de partícula, es decir entre más grande es la partícula de condensado mayor será la velocidad de elevación, de la misma manera sucede con las partículas pesadas, por lo tanto para cuestiones de diseño se considera el diámetro de partícula mínimo.

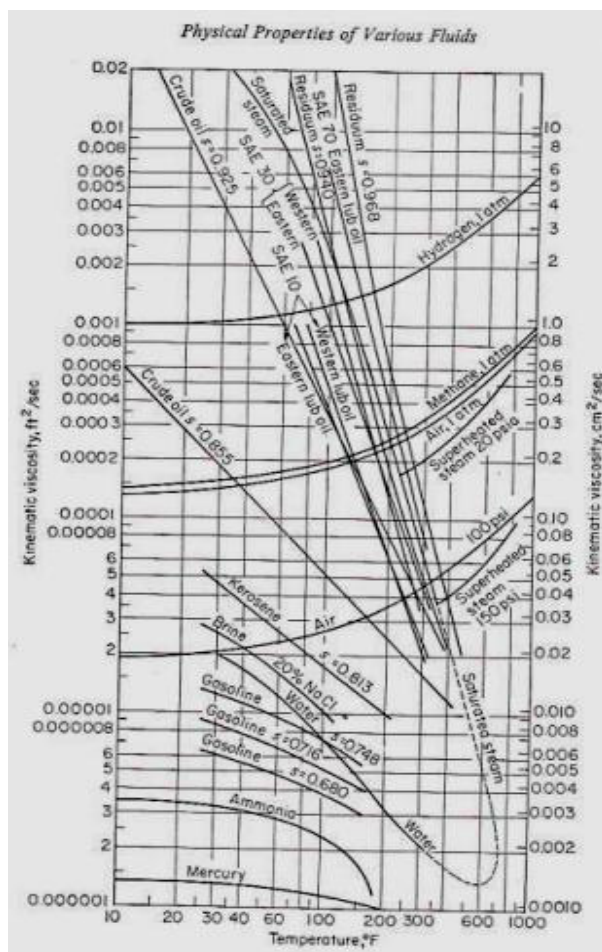


Figura N°7.1: Viscosidad vs Temperatura de Hidrocarburos

Cálculo de la velocidad de asentamiento

- Gravedad específica del crudo

$$SG = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

- Densidad del crudo

$$\rho_{crudo} = SG * \rho_{agua}$$

- Diámetro de gota de agua

$$dm_{1\%} = 200 * \mu^{0,25}$$

$$\frac{dm}{dm_{1\%}} = WOR^{0,33}$$

$$dm = WOR^{0,33} * dm_{1\%}$$

- Velocidad de asentamiento de acuerdo a la Ley de Stokes

$$v_s = \frac{g(\rho_{agua} - \rho_{crudo})dm^2}{\mu}$$

Donde:

v_s = Velocidad de asentamiento

g = gravedad

ρ_{agua} = densidad del agua

ρ_{crudo} = densidad del crudo

dm = Tamaño de gota de agua

μ = Viscosidad del crudo

TANQUE DE LAVADO O DESHIDRATADOR

Es un tanque de asentamiento por gravedad y consta de componentes externos e internos:

- Componentes internos: Desviadores, Barrera de Espuma, Separadores de Gas Ciclónicos, Drenaje de agua y Venteo de Gas.
- Componentes externos: Medidor de Corte de Agua, Medidor de Flujo, Hornos, Sistema de Control e Instrumentos.

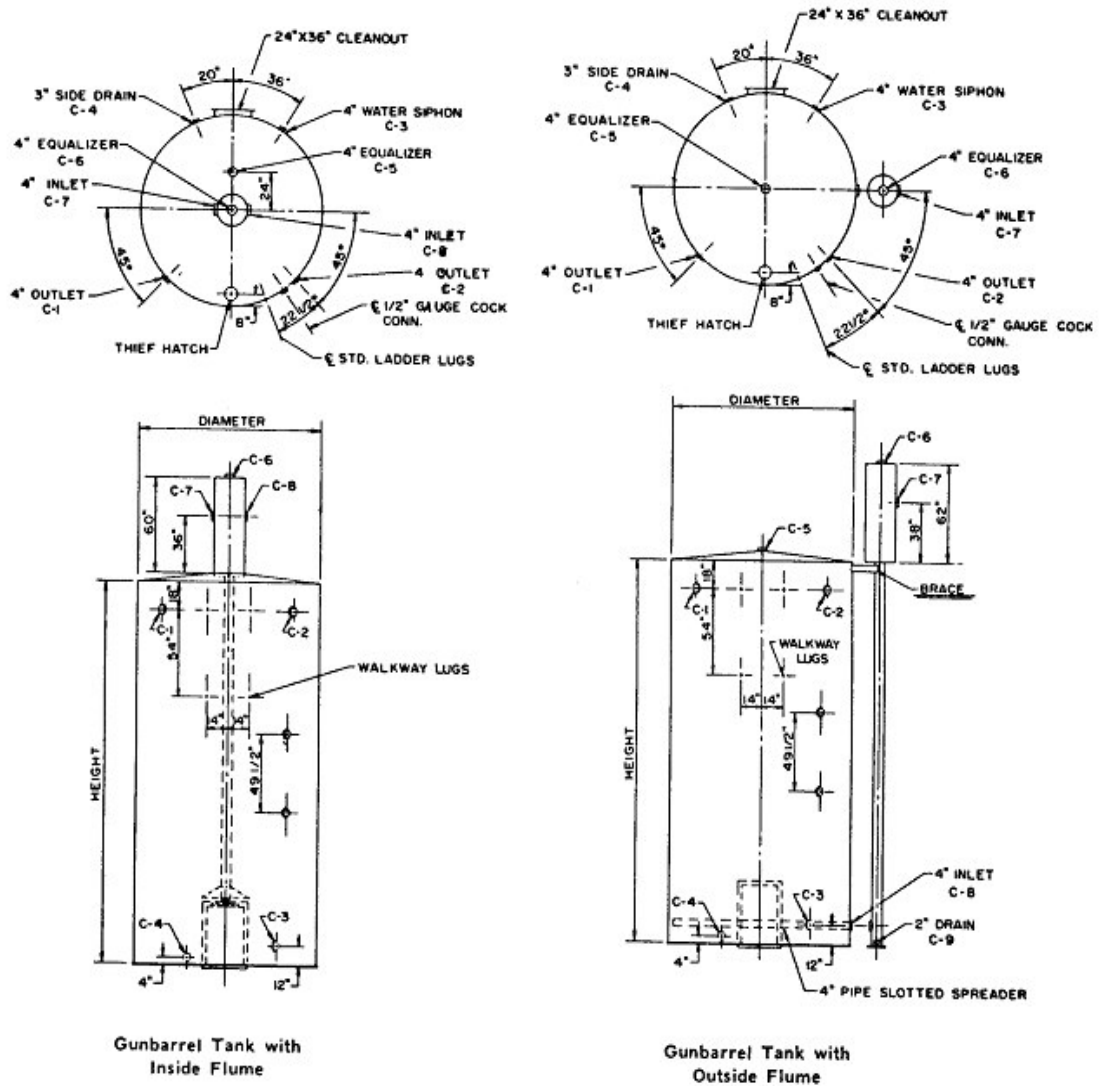


Figura N°7.2: Tanque lavador con Flume interno y externo

Los principales componentes y sus funciones son las siguientes:

- Línea de entrada, es el tubo que conduce la emulsión procedente del separador hacia el distribuidor.

- 2) Tubo conductor, a través de este pasa la emulsión antes de entrar al fondo del distribuidor, y cumple las siguientes funciones: Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia en el interior del tanque deshidratador. Sirve como sección de amortiguamiento al disminuirse la presión de entrada de la emulsión. Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado. Esto, mediante un espaciador ubicado en el fondo del tubo conductor.
- 3) Cuerpo del deshidratador, este contiene un volumen de agua en su interior conocido como “colchón de agua”, el cual sirve de lavado a la emulsión.
- 4) Línea de salida del agua, constituida por un sifón. Este tiene dos propósitos: Proporcionar una salida para el agua separada. Regular la altura del colchón de agua en el tanque deshidratador.
- 5) Línea de salida del aceite; esta conduce el aceite limpio del tanque deshidratador al de almacenamiento.
- 6) Flume: Es un Accesorio del tanque que tiene como fin controlar la presión y velocidad a la entrada del producto al tanque, a atrapar burbujas de gas y reducir la turbulencia a la entrada, tendrá dimensiones adecuadas para evitar turbulencia así como lograr un flujo laminar y evitar la entrada de gas al distribuidor del tanque.

Cálculo del tiempo de residencia

$$t_r = \frac{h_{crudo}}{v_s}$$

Capacidad del proceso

$$Capacidad = \frac{V_{crudo}}{t_r}$$

Diámetro mínimo del tanque

$$d = 81,8 \left(\frac{Q_o \mu_o}{(SG_w - SG_o) * dm^2} \right)^{1/2}$$

Capacidad del tanque y tiempo de retención

$$d^2 h = \frac{t_r Q_o}{0,12}$$

La acción que tiene el tanque deshidratador consta de dos etapas: lavado y asentamiento: El lavado ocurre en el colchón de agua; el asentamiento se efectúa en el estrato de la emulsión. La altura del colchón es variable de acuerdo al tipo de emulsión.

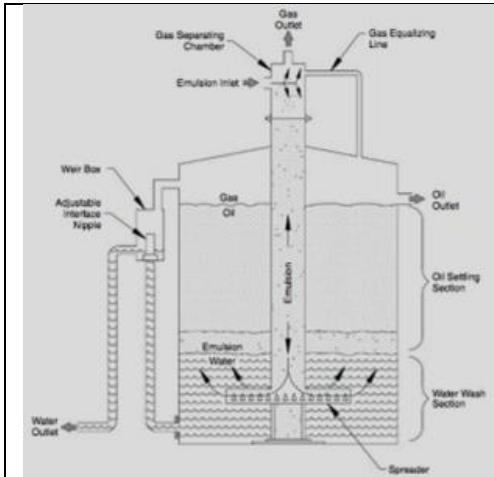


Figura N°7.3: Tanque de lavado con bota de gas interna

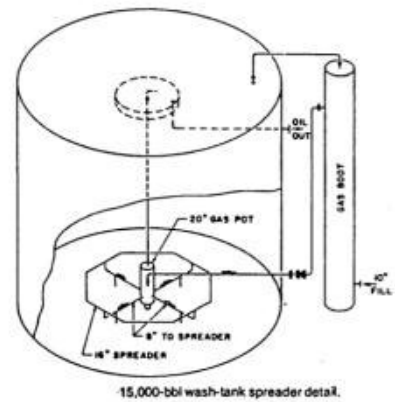


Figura N°7.4: Tanque de lavado con bota de gas externa

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón que funciona pasando el líquido a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable.

La altura de la interfase se puede modificar a la altura del tubo ajustable. A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y el tratador, por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador, también se utiliza válvulas automáticas que pueden recibir señal de una celda de presión diferencial o una conductividad eléctrica.

Para conseguir una distribución adecuada del flujo de crudo emulsionado que ingresa en el tanque, existen numerosos diseños, cuyas configuraciones son muy diversas en tamaño y formas.

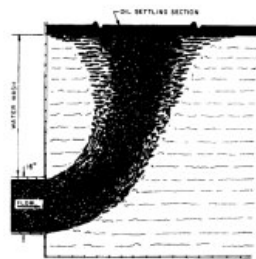


Figura N°7.5: Distribución inadecuada de flujo en Tanque de lavado

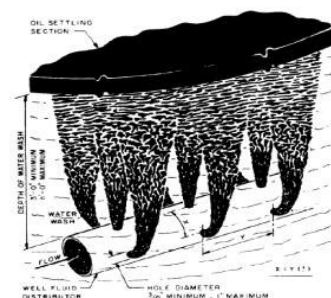


Figura N°7.6: Distribución adecuada de flujo en Tanque de lavado

ANEXO 8: COSTO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

Para determinar el costo del tratamiento químico se realizan cálculos de costos mensuales, relacionando el volumen total de emulsión tratado con el volumen total de demulsificante utilizado. Por experiencia de campo el costo mensual del tratamiento químico de la emulsión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$CMTE \text{ (BE/\$)} = \frac{VTEP \text{ (BE/mes)}}{VQDI \text{ (gal/mes)} * PTQD \text{ (\$/gal)}}$$

Donde:

CMTE : Costo mensual de tratamiento químico de la emulsión (BE/£)

VTEP : Volumen total de emulsión producida (BE/mes)

VQDI : Volumen total de químicos deshidratantes inyectados (gal/mes)

PTQD : Precio total de los químicos deshidratantes (£/gal)

En el estudio técnico económico del tratamiento químico para la deshidratación de crudo en el campo shushufindi de Ecuador, se calculó para el tratamiento de emulsiones un costo promedio mensual de 10.52 Barriles de Emulsión tratados por cada dólar (BE/£) para la Estación Central, 2.27 BE/£ para la Estación Norte, 7.00 BE/£ para la Estación Sur, 17.77 BE/£ para la Estación Sur Oeste y 12.31 BE/£ para la Estación Aguarico. La variación que se observa en los costos depende de varios factores, entre ellos, la dosificación del demulsificante varia entre 9 y 234ppm, el rendimiento mensual de los demulsificantes varia entre 20.66 y 436.47 BE/gal, y si el petróleo crudo a tratar es pesado o liviano.

TABLA 2.5.2 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN NORTE MES DE ABRIL DEL 2010

| ABRIL 2010 | | | | | | |
|---|---------------------|----------------|--------------|------------------------|-----------------|------------------------|
| PUNTO DE INYECCION | Análisis de fluidos | | | Fluido total | Emulsión total | Petróleo |
| | BSW (%) | AGUA LIBRE (%) | EMULSION (%) | BFBM | BFBM | BFBM |
| SEPARADORES ESTACIÓN NORTE | 50.10 | 49.70 | 0.40 | 737545.46 | 2950.18 | 368035.46 |
| SSFD- 46 | 0.60 | 0.50 | 0.10 | 55410.00 | 55.41 | 55077.54 |
| SSFD- 49 | 20.00 | 10.00 | 10.00 | 54900.00 | 5490.00 | 43920.00 |
| SSFD- 66 | 2.80 | 1.00 | 1.80 | 55050.00 | 990.90 | 53508.60 |
| SSFD- 99 | 4.00 | 2.00 | 2.00 | 59010.00 | 1180.20 | 56649.60 |
| SSFD- 108D | 10.00 | 4.00 | 6.00 | 62250.00 | 3735.00 | 56025.00 |
| SSFD- 86 | 42.00 | 15.00 | 27.00 | 22560.00 | 6091.20 | 13084.80 |
| SSFD- 70 | 69.00 | 62.00 | 7.00 | 63270.00 | 4428.90 | 19613.70 |
| SSFD- 78 | 15.00 | 3.00 | 12.00 | 20190.00 | 2422.80 | 17161.50 |
| SSFD- 49 | 18.00 | 8.00 | 10.00 | 11640.00 | 1164.00 | 9544.80 |
| SSFD-53 | 40.00 | 26.00 | 14.00 | 18990.00 | 2658.60 | 11394.00 |
| SSFD-99 | 12.00 | 7.00 | 5.00 | 5340.00 | 267.00 | 4699.20 |
| SSFD-63 | 37.00 | 25.00 | 12.00 | 19590.00 | 2350.80 | 12341.70 |
| SSFD-88 | 70.00 | 60.00 | 10.00 | 39330.00 | 3933.00 | 11799.00 |
| TOTAL ESTACION NORTE | | | | 1225075.46 | 37717.99 | 732854.90 |
| Dosificación total de demulsificante | 1156 gal/mes | | | \$ 12.60 | | 14565.60 \$/mes |
| Dosificación total de dispersante de parafina | 327 gal/mes | | | \$ 8.08 | | 2642.16 \$/mes |
| TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES | | | | 17207.76 \$/mes | | 1483.00 gal/mes |
| Rendimiento BFTM/£ | 84.11 BF/£ | | | | | |
| Rendimiento BETPM/£ | 2.59 BE/£ | | | | | |
| Rendimiento en BFTPM/gal | 1059.75 BF/gal | | | | | |
| Rendimiento en BETPM/gal | 32.63 BE/gal | | | | | |

TABLA 2.5.1 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN CENTRAL MES DE ABRIL DEL 2010

| ABRIL 2010 | | | | | | | |
|---|---------------------|----------------|----------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|--|
| PUNTO DE INYECCION | Análisis de fluidos | | | Fluido total | Emulsión total | Petróleo | Dosificación mensual de demulsificante |
| | BSW (%) | AGUA LIBRE (%) | EMULSIÓN (%) | BFBM | BEPM | BPPM | |
| SEPARADORES ESTACIÓN CENTRAL | 52,97 | 44,97 | 8 | 1035386 | 82830,88 | 486930,55 | 923 |
| SSFD-12B | 78,00 | 60,00 | 18 | 77760 | 13996,80 | 17107,20 | 55 |
| SSFD-19 | 67,00 | 61,00 | 6 | 16830 | 1009,80 | 5553,90 | 14 |
| TOTAL ESTACIÓN CENTRAL | | | | 1129976 | 97837,48 | 509591,65 | 992 |
| Dosificación total de demulsificante | 992 gal/mes | | | \$ 12,60 | | 12499,20 \$/mes | |
| Dosificación total de dispersante de parafina | 137 gal/mes | | | \$ 8,08 | | 1106,96 \$/mes | |
| TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES | | | | 13606,16 \$/mes | | 1129 gal/mes | |
| Rendimiento BFTM/\$ | 83,05 | BF/\$ | Análisis económico mensual | | | | |
| Rendimiento BETPM/\$ | 7,19 | BE/\$ | | | | | |
| Rendimiento en BFTPM/gal | 1020,79 | BF/gal | Análisis de rendimientos mensual | | | | |
| Rendimiento en BETPM/gal | 86,66 | BE/gal | | | | | |

TABLA 2.5.3 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN SUR MES DE JUNIO DEL 2010

| JUNIO 2010 | | | | | | | |
|---|---------------------|----------------|--------------|----------------------------------|----------------|----------------|--|
| PUNTO DE INYECCION | Análisis de fluidos | | | Fluido total | Emulsión total | Petróleo | Dosificación mensual de demulsificante |
| | BSW (%) | AGUA LIBRE (%) | EMULSION (%) | BFBM | BEPM | BPPM | |
| SEPARADORES ESTACIÓN SUR | 73,24 | 69,24 | 4,00 | 1075346,16 | 43013,85 | 287730,16 | 504,00 |
| TOTAL ESTACIÓN SUR | | | | 1075346,16 | 43013,85 | 287730,16 | 504,00 |
| Dosificación total de demulsificante | | 504 gal/mes | | \$ 12,60 | | 6350,40 | \$/mes |
| Dosificación total de dispersante de parafina | | 107 gal/mes | | \$ 8,08 | | 864,56 | \$/mes |
| TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES | | | | 7214,96 \$/mes | | 611,00 gal/mes | |
| Rendimiento BFTM/\$ | | 149,04 BF/\$ | | Análisis económico mensual | | | |
| Rendimiento BETPM/\$ | | 5,96 BE/\$ | | | | | |
| Rendimiento en BFTPM/gal | | 1759,98 BF/gal | | Análisis de rendimientos mensual | | | |
| Rendimiento en BETPM/gal | | 70,4 BE/gal | | | | | |

TABLA 2.5.4 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN SUR OESTE MES DE AGOSTO DEL 2010

| AGOSTO 2010 | | | | | | | |
|---|---------------------|----------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|--|
| PUNTO DE INYECCION | Análisis de fluidos | | | Fluido total | Emulsión total | Petróleo | Dosificación mensual de demulsificante |
| | BSW (%) | AGUA LIBRE (%) | EMULSIÓN (%) | BFFM | BEFM | BPPM | |
| SEPARADORES ESTACION SUROESTE | 79,43 | 59,43 | 20,00 | 550492,76 | 110098,55 | 113237,76 | 388,00 |
| SSFD- 27 | 32,00 | 5,00 | 27,00 | 142600,00 | 3850,20 | 9696,80 | 47,00 |
| SSFD- 35 | 50,00 | 16,00 | 34,00 | 36053,00 | 12258,02 | 18026,50 | 104,00 |
| SSFD- 127 | 65,00 | 15,00 | 50,00 | 57443,00 | 28721,50 | 20105,05 | 30,00 |
| SSFD- 69 | 80,00 | 55,00 | 25,00 | 33914,00 | 8478,50 | 6782,80 | 19,00 |
| TOTAL ESTACION SUROESTE | | | | 692162,76 | 163406,77 | 167848,91 | 588,00 |
| Dosificación total de demulsificante | | 588,00 gal/mes | | \$ 12,60 | | 7408,80 | \$/mes |
| Dosificación total de dispersante de parafina | | 86,00 gal/mes | | \$ 8,08 | | 694,88 | \$/mes |
| TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES | | | | 8103,68 \$/mes | | 674,00 gal/mes | |
| Rendimiento BFTM/\$ | 85,41 | BF/\$ | Análisis económico mensual | | | | |
| Rendimiento BETPM/\$ | 20,16 | BE/\$ | | | | | |
| Rendimiento en BFTPM/gal | 1026,95 | BF/gal | Análisis de rendimientos mensual | | | | |
| Rendimiento en BETPM/gal | 242,44 | BE/gal | | | | | |

TABLA 2.5.5 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN AGUARICO MES DE OCTUBRE DEL 2010

| OCTUBRE 2010 | | | | | | | |
|---|---------------------|----------------|----------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|--|
| PUNTO DE INYECCION SEPARADORES ESTACIÓN | Análisis de fluidos | | | Fluido total | Emulsión total | Petróleo | Dosificación mensual de demulsificante |
| | BSW (%) | AGUA LIBRE (%) | EMULSIÓN (%) | BFBM | BEPM | BPPM | |
| AGUARICO | 72.55 | 30.55 | 42.00 | 177974.70 | 74749.37 | 48859.70 | 353.00 |
| AGU - 01 | 28.00 | 10.00 | 18.00 | 114480.00 | 20606.40 | 82425.60 | 251.00 |
| AGU - 08 | 12.00 | 6.00 | 6.00 | 57120.00 | 3427.20 | 50265.60 | 125.00 |
| SSFD- 52B | 50.00 | 45.00 | 5.00 | 13578.00 | 678.90 | 6789.00 | 45.00 |
| SSFD- 66 | 62.00 | 2.00 | 60.00 | 33480.00 | 20088.00 | 12722.40 | 38.00 |
| SSFD- 71 | 72.00 | 70.00 | 2.00 | 115041.00 | 2300.82 | 32211.48 | 46.00 |
| SSFD- 111 | 35.00 | 20.00 | 15.00 | 7068.00 | 1060.20 | 4594.20 | 34.00 |
| AGU - 01 | 28.00 | 26.00 | 2.00 | 47988.00 | 959.76 | 34551.36 | 20.00 |
| AGU-03 | 48.00 | 44.00 | 4.00 | 52111.00 | 2084.44 | 27097.72 | 61.00 |
| TOTAL ESTACION AGUARICO | | | | 511673.70 | 121850.69 | 233273.78 | 973.00 |
| Dosificación total de demulsificante | | 973,00 gal/mes | | \$ 12,60 | | 12259,80 \$/mes | |
| Dosificación total de dispersante de parafina | | 102,00 gal/mes | | \$ 8,08 | | 824,16 \$/mes | |
| TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES | | | | 13083,96 \$/mes | | 1075,00 gal/mes | |
| Rendimiento BFTM/\$ | 39,11 | BF/\$ | Análisis económico mensual | | | | |
| Rendimiento BETPM/\$ | 9,31 | BE/\$ | | | | | |
| Rendimiento en BFTPM/gal | 475,98 | BF/gal | Análisis de rendimientos mensual | | | | |
| Rendimiento en BETPM/gal | 113,35 | BE/gal | | | | | |